INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES – ITBA

ESCUELA DE INGENIERÍA Y GESTIÓN

ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD DE PLANTA DE VALORIZACIÓN TÉRMICA DE RSU

AUTOR/ES: Alsua, Santiago (Leg. Nº 56371)

Bonavento, Franco Gabriel (Leg. Nº 56362)

Diehl, Marcos (Leg. Nº 56131)

Figueroa Nazar, Agustín Enrique (Leg. Nº 56277)

Foche, Rodrigo (Leg. Nº 55754)

Valdemoros, Facundo (Leg. Nº 56298)

DOCENTE/S TITULAR/ES O TUTOR/ES: Alejandro, Javier Domingo

TRABAJO FINAL PRESENTADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE

INGENIERO INDUTRIAL

BUENOS AIRES

2019

RESUMEN EJECUTIVO

El presente trabajo tiene como objetivo realizar el análisis de prefactibilidad de una central de generación de energía eléctrica mediante termovalorización de residuos sólidos urbanos (RSUs) de 27 MW de potencia en el partido de Tres de Febrero (Buenos Aires, Argentina), El análisis abarca cuatro etapas de estudio que comprenden las temáticas fundamentales para evaluar la viabilidad del proyecto: estudio de mercado, de ingeniería, económico-financiero y de riesgos.

En primer lugar se analiza el mercado potencial, evaluándose la cantidad de energía a comercializar y su precio. Para esto, se evalúa en profundidad el nivel de demanda del Mercado Eléctrico Mayorista Argentino (MEM), entendiendo las distintas formas contractuales bajo las cuales se puede ingresar a operar en él; fruto del análisis realizado, el programa RenovAr resulta ser la mejor opción de entrada. Basándose en las rondas pasadas de RenovAr, se estima el rango de posibles precios a licitar, y se evalúa la posibilidad del cobro de una tarifa por la disposición final de residuos sólidos urbanos (tipping fee). Desde la perspectiva del abastecimiento, se analiza el suministro de residuos a la planta, concluyendo que el potencial aprovisionamiento que puede brindar el CEAMSE es varias veces mayor a lo requerido por la central, y que la calidad de los residuos es apta para el funcionamiento del proyecto.

En segundo lugar, se analizan los aspectos de ingeniería, evaluándose la viabilidad técnica, normativa y ambiental. En esta instancia, se realiza un comparativo entre las distintas tecnologías a utilizar, se dimensiona el layout de la planta, se realizan los balances de masa y energía, se verifica el cumplimiento de normativas ambientales, se calculan las inversiones necesarias, se dimensionan las estructuras de costos, se contactan proveedores y se evalúan los contratos a realizar.

En tercer lugar, se analizan los aspectos económicos y financieros. De esta forma, se evalúan las formas y condiciones de financiamiento, flujos de fondos esperados del proyecto y de los inversores, indicadores financieros, e impuestos y beneficios fiscales.

Por ultimo, se analizan los riesgos y su posible mitigación. Así, se evalúan las variables de riesgo sistemático y no sistemático y su potencial impacto en el proyecto. De este análisis se obtiene que el precio mínimo de licitación, para garantizar la rentabilidad positiva del proyecto con un 90 % de probabilidad, es de 125 U$D/MWh sumado a un tipping fee de 20 U$D/MWh o 155 U$D/MWh si no se se lograse fijar un tipping fee.

ABSTRACT

The current project analyzes the pre-feasibility of a waste-to-energy 27 MW power central based on the thermovaluation of municipal solid waste (MSW), located in the district of "Tres de Febrero" (Buenos Aires, Argentina). The following study covers the four essential stages that determine the viability of the project: the market, the engineering systems, the economic & financial perspective and the risk analysis.

Firstly, the potential market was analyzed by evaluating the amount of energy that could be sold and its price. To do so, the Argentina Wholesale Electricity Market (MEM) was investigated in depth, considering the different contractual agreements under which the plant could operate. As a result, the program RenovAr is the best entry option. Based on RenovAr's past rounds, the range of possible prices to be tendered was estimated and the possibility of charging a fee for the final disposal of urban solid waste was assessed (tipping fee). From a supplying perspective, the supply of waste to the plant was analyzed arriving to the conclusion that the potential provision of CEAMSE both suites the quality of waste required and is several times greater than that demanded by the plant.

Secondly, an engineering analysis was undertaken to assess the technical, regulatory and environmental feasibility. In this stage, a comparison was made between the different technologies and possible layouts of the plant, the mass balance and energy uptake was established, compliance with environmental regulations was implemented and verified, the necessary investments were calculated, the dimensions of the cost structure was determined, suppliers were contacted and possible contracts were evaluated.

Thirdly, the economic and financial aspects were analyzed focusing on the forms and conditions of financing, expected cash flows from the project and the investors and financial indicators, taxes and tax benefits were calculated and evaluated.

Lastly, the risks and their possible mitigations were analyzed by evaluating the systematic and non-systematic risk variables and their potential impact on the project. From this analysis, the minimum bid price, to guarantee a positive rentability of the project with a probability of 90 %, should be of 125 U$D/MWh added to a tipping fee of 20 U$D/MWh or 155 U$D/MWh if it is not possible to set a tipping fee.

AGRADECIMIENTOS

A nuestras familias, por darnos la posibilidad de estudiar y acompañarnos a lo largo de un proceso que culmina con el presente proyecto.

A nuestro tutor, Ing. Alejandro Javier Domingo, por su incansable predisposición para guiarnos y nutrirnos con su experiencia durante todo el año que llevó el trabajo.

Al Dr. Álvaro Sanchez Granel, por compartirnos sus valiosos conocimientos sobre las distintas fuentes de financiamiento existentes aplicables a nuestro proyecto y las mejores prácticas relacionadas con su ejecución.

Al Ing. Augusto Zenón, por su ayuda al explicarnos las distintas opciones de valorización de residuos disponibles en el mundo y brindarnos su perspectiva respecto al mercado argentino.

Al Ing. Dario Barochiner, por su notable predisposición y buena voluntad al compartirnos su experiencia técnica respecto a los requerimientos a cumplir para la conexión a media tensión.

Al Ing. Jorge Fazzito, por brindarnos su tiempo desinteresadamente para explicarnos al detalle los requerimientos técnicos, legales y ambientales exigidos sobre toda instalación de generación eléctrica que apunte a conectarse al sistema interconectado.

Al Ing. Marcelo Lezama, por compartirnos sus extensos conocimientos sobre toda la industria de las energías renovables y el mercado eléctrico, como también por contactarnos con profesionales expertos en estas materias que potenciaron el desarrollo de este proyecto.

Al Ing. Marcelo Rosso, por su esmero en transmitirnos sus conocimientos sobre el funcionamiento del sistema de gestión de residuos en Buenos Aires y su potencial aporte al desarrollo del mercado eléctrico.

Al Ing. Sabino Mastrangelo, por compartirnos de manera generosa e incondicional su perspectiva sobre el mercado eléctrico en general y su experiencia respecto a las aplicaciones que puntualmente se abarcó en el presente estudio.

A todos aquellos que no hemos podido nombrar aquí y nos han acompañado generosamente a lo largo de la elaboración de este trabajo.

Finalmente, al Instituto Tecnológico de Buenos Aires, por formarnos durante estos años bajo los pilares de la excelencia académica y los valores éticos.

ÍNDICE GENERAL

1. DEFINICIÓN DE NEGOCIO **1**

1.1. Qué es la valorización energética de residuos 1

1.2. Clasificación de los residuos sólidos 2

1.3. Proceso general en la valorización térmica de residuos 3

1.4. Beneficios y desventajas de la valorización térmica de residuos 5

1.5. Alcance geográfico: criterio de selección 6

1.6. Esquema de trabajo para la presentación de mercado 7

1.7. Drivers del negocio 8

2. MERCADO ELÉCTRICO EN ARGENTINA **10**

2.1. Jugadores del sector eléctrico en Argentina 10

2.2. Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) 12

2.3. Matriz energética de Argentina 13

2.4. Valorización energética de RSUs como energía renovable 17

2.5. Comercialización de energía en Argentina 17

2.6. Competencia en el Mercado Eléctrico Mayorista 19

2.7. Ingreso de nuevos generadores 21

3. LEYES Y RESOLUCIONES DE MERCADO ELÉCTRICO EN ARGENTINA **25**

4. ANÁLISIS DE CONTRATOS DE GENERACIÓN EN ENERGÍAS RENOVABLES 28

4.1. Precio por la energía generada No Convencional (PENC) 28

4.2. Remuneración de la energía generada no convencional 28

4.3. Nodos de conexión 29

4.4. Introducción a Renovar 30

4.5. Pliego de bases y condiciones de Renovar 30

4.6. Precios de licitación en Renovar 32

5. PROYECCIONES DE MERCADO ELÉCTRICO 37

5.1. Proyecciones de generación total 37

5.2. Escenarios de generación energética 38

5.3. Conclusión sobre los escenarios presentados 45

6. ESTRATEGIAS DE ENTRADA 47

7. TRATAMIENTO DE RESIDUOS EN ARGENTINA, ENFOQUE EN BUENOS AIRES 49

7.1. Gestión actual de los RSU 50

7.2. Vertederos de Basura en AMBA 51

7.3. Matriz de tratamiento en CABA y AMBA 51

7.4. Costos logísticos: cómo se transportan los residuos en Argentina 52

7.5. Generación de residuos en CABA y AMBA 55

8. CALIDAD DE RESIDUOS 56

8.1. Materiales potencialmente reciclables 59

8.2. Materiales potencialmente valorizables térmicamente 60

8.3. Benchmarking: valorización térmica de residuos en el mundo 61

9. PROYECCIÓN DE GENERACIÓN, CALIDAD Y DISPOSICIÓN DE BASURA 65

9.1. Composición de humedad estimada 68

9.2. Proyección de cantidad de basura disponible para valorizar 71

9.3. Energía total contenida 71

10. ANÁLISIS DEL MERCADO PROVEEDOR DE RSU 74

10.1. Composición del mercado proveedor 74

10.2. Interacción del mercado proovedor con otros jugadores 75

10.3. Situación Económico-Financiera en el mercado proveedor 76

10.4. Ubicación volumen y clientes de los jugadores del mercado proveedor 77

10.5. Relación del mercado proveedor con sus proveedores 77

11. ASPECTOS AMBIENTALES Y LEGALES CLAVES DE LA VALORIZACIÓN TÉRMICA DE RESIDUOS 79

11.1. Regulación de emisiones 81

11.2. Regulación de cenizas volantes y escoria 87

11.3. Separación de residuos previa a valorización 88

12. ANÁLISIS DEL ENTORNO 90

12.1. 5 Fuerzas de Porter 90

12.2. Análisis de Stakeholders 93

12.3. Análisis FODA 98

13. PANORAMA DE INGRESO AL MERCADO **100**

13.1. Mercado Spot 100

13.2. Mercado a término 100

13.3. MATER: Mercado a término. Relación con energías renovables. 101

14. ESTRATEGIA DE ENTRADA SELECCIONADA **103**

14.1. Escenario Base 103

14.2. Escenario con Tipping fee 104

15. LOCALIZACIÓN **106**

15.1. Localización a nivel nacional 106

15.2. Macrolocalización 110

15.3. Microlocalización de la planta de valorización térmica 115

16. SUMINISTRO **127**

16.1. Masa de residuos a procesar 128

16.2. Proceso de separación de la basura 129

16.3. Análisis de la instalación de una planta separadora 132

17. PROCESOS DE VALORIZACIÓN TÉRMICA **135**

17.1. Desarrollo general de tecnologías principales 135

17.2. Preselección 142

17.3. Depolimerización catalítica. Análisis en profundidad 144

17.4. Conclusiones sobre el proceso de depolimerización catalítica 148

18. TECNOLOGÍA DE INCINERACIÓN **149**

18.1. Incineración 149

18.2. Proceso térmico 149

18.3. Proceso de combustión 155

18.4. Recuperación de energía 171

18.5. Tratamiento de gases de combustión 175

18.6. Tratamiento de residuos sólidos de planta 193

18.7. Tratamiento de efluentes 195

18.8. Ciclo Térmico 196

18.9. Dimensionamiento de ciclo Rankine de vapor de agua 205

18.10. Dimensionamiento de ciclo ORC de ciclopentano 213

18.11 Análisis comparativo de Rankine Vapor frente a ORC 221

18.12 Maquinaria de tratamiento de gases 224

19. CONEXIÓN AL MEM **229**

19.1. Nodo Malaver: Análisis de Escenario de Flujo 232

19.2. Ingreso del presente proyecto 234

19.3. Ingreso al MEM, acceso a la capacidad de transporte e implicancias sobre nuestro proyecto 235

19.4. Estación transformadora en planta 237

19.5. Electroducto 245

19.6. Conexión al nodo 247

19.7. Pérdidas eléctricas en transformación y conexión de alta tensión 249

19.8. Despacho de la Capacidad Regulante y Regulación de Frecuencia 251

20. BALANCE DE MASA Y ENERGÍA **257**

20.1. Balance de energía 262

20.2. Balance de masa 263

21. DIMENSIONAMIENTO Y ELECCIÓN DE EQUIPOS 266

21.1. Fosa y grúa 266

21.2. Incinerador y Caldera 268

21.3. Ciclo de recuperación de energía 270

21.4. Definición de maquinaria de tratamiento de gases 273

21.5. Equipos auxiliares 274

21.6. Determinación del cuello de botella 279

22. ASPECTOS LEGALES ADICIONALES 282

22.1. Consideraciones medioambientales adicionales 283

22.2. Consideraciones adicionales para el diseño de las instalaciones 285

22.3. Mano de obra y seguridad del personal 288

23. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO 290

23.1. Mano de Obra necesaria 290

23.2. Operaciones de mantenimiento y vida útil 294

23.3. Renovación de equipos y stock de repuestos críticos 302

24. LAYOUT 303

24.1. Características generales del layout 303

24.2. Requerimientos de espacio para equipos 305

24.3. Dimensionamiento modular 306

24.4. Dimensionamiento edilicio 312

24.5. Diseño de layout preliminares 313

24.6. Propuesta de layout final 318

24.7. Obra civil requerida y puesta en marcha de planta 323

25. INVERSIONES Y BALANCES OPERATIVOS 329

25.1. Inversión en equipos y maquinaria 329

25.2. Costo de operación 331

25.3. Costo mantenimiento 333

25.4. Tercerización 334

25.5. Aspectos contractuales con proveedores 335

25.6. Ingresos estimados 336

25.7. Análisis Financiero: Balances operativos, Tasa interna de Retorno y plazo de pago preliminar 336

25.8. Multas aplicables 337

25.9. Clausulas de salida 338

26. POSIBILIDADES DE AMPLIACIÓN 342

26.1. Factores con potencial de modificar la demanda 342

26.2. Costos de oportunidad y grados de utilización 343

26.3. Ampliación de 1,6 MW 343

26.4. Ampliación de 10MW 346

26.5. Ampliación de 20 MW 349

27. ANÁLISIS DE INVERSIONES 352

27.1. Cronograma de inversiones en bienes de uso 352

27.2. Amortizaciones 353

27.3. Inversión en capital de trabajo 355

27.4. Liquidación de proyecto 356

28. ESTRUCTURA DE COSTOS **358**

28.1. Método de costeo 358

28.2. Gastos operativos 359

29. PROYECCIONES FINANCIERAS **361**

29.1. Inflación y tipo de cambio 361

29.2. Modelización de paritarias 364

30. INGRESOS Y MARGEN OPERATIVO **365**

30.1. Facturación 365

30.2. Análisis de margen operativo 366

31. IMPUESTOS **370**

31.1. Régimen impositivo 370

31.2. Incentivos RenovAR 371

32. FINANCIAMIENTO **373**

32.1. Sociedad Comercial 373

32.2. Project Finance 373

32.3. Tipos de financiamiento 374

32.4. Bonos Verdes 377

32.5. Crédito a la exportación para compra de activos 379

32.6. Prácticas comunes del negocio 379

32.7. Posibles acreedores de deuda 379

32.8. Estructura de deuda elegida 381

33. ESTADOS CONTABLES **383**

33.1. Balances proyectados 383

33.2. Flujos de IVA 385

34. FLUJOS DE FONDOS DEL PROYECTO - FCFF **387**

34.1. Flujo de fondos del proyecto 387

34.2. Flujo de fondos del inversor - FCFE 388

34.3. Flujo de Fondos de la Deuda - FCFD 389

35. COSTOS DE CAPITAL **391**

35.1. Retorno esperado del inversor 391

35.2. Estructura y proyección del WACC 395

36. PERFIL DEL INVERSOR Y FINANCISTA **398**

36.1. Perfil del inversor 398

36.2. Perfil del financista 399

37. INDICADORES FINANCIEROS **401**

37.1. Tasas de retorno 401

37.2. Indicadores de generación de valor 403

37.3. Indicadores de operación 406

38. IMPACTO AMPLIACIONES **408**

38.1. Ampliación de 1,6 MW, 10 MW y 20 MW 408

39. IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS **410**

39.1. Riesgos Macroeconómicos 412

39.2. Riesgos Operativos 420

39.3. Riesgos Contractuales 432

39.4. Riesgos de Contaminación Ambiental 438

39.5. Otros riesgos 441

40. IMPACTO DE RIESGOS **443**

40.1. Análisis de impacto 443

40.2. Analisis de sensibilidad 445

41. GERENCIAMIENTO DE RIESGOS **449**

41.1. Cobertura de riesgos 449

41.2. Análisis de Opciones Reales 456

42. OPCIONES REALES **457**

42.1. Opción real de abandono 457

42.2. Calculo de probabilidad de pesificación 458

42.3. Valuación de la opción 459

42.4. Opción real de expansión 460

43. SIMULACIÓN DE MONTECARLO **463**

43.1. Resultados 464

43.2. Evaluación del precio mínimo de licitación 469

44. CONCLUSIONES 472

A. RESOLUCIÓN 1-2019, SEC. DE RECURSOS RENOVABLES Y ENERGÍA ELÉCTRICA 473

B. BENEFICIOS FISCALES Y GARANTÍAS RESOLUCIÓN 72/2016 475

C. LIMPIEZA DE DATASET PARA MODELO DE DEMANDA ENERGÉTICA 479

D. LIMPIEZA DE DATASET PARA MODELO DE GENERACIÓN NO RENOVABLE 482

E. LIMPIEZA DE DATASET PARA MODELO DE GENERACIÓN TOTAL 483

F. LIMPIEZA DE DATASET PARA MODELO DE GENERACIÓN TÉRMICA 484

G. MODELO MACROECONÓMICO PARA PROYECCIÓN DE DEMANDA 486

H. SERIE DE TIEMPO PARA PROYECCIÓN DE DEMANDA 489

I. ALGORITMOS DE SCREENING APLICADOS A PREDICCIÓN DE DEMANDA 490

J. PROYECCIÓN DE DEMANDA ELÉCTRICA 492

J.1. Proyección de generación eléctrica 502

K. PROYECCIONES DE BASURA 512

K.1. Proyección de generación de basura 512

K.2. Proyección de basura dispuesta 517

K.3. Proyecciones de calidad de basura 519

K.4. Proyecciones: Cantidades de residuos valorizables y poder calorífico 522

K.5. Separación obligatoria de componentes 530

L. COMPOSICIÓN FÍSICA DE RSU DE CABA EN 2015 532

M. FORECAST DE COMPOSICIONES DE RSU GENERADO 533

N. TABLAS DE PROYECCIONES SECCIÓN RSU 537

N.1. Proyección generación de basura 537

O. PROYECTOS ADJUDICADOS RENOVAR 538

P. ESTUDIO DE SUELOS 541

P.1. Proyección de la composición de la basura disponible para valorización térmica 543

P.2. Proyección anual de humedad en residuos a termovalorizar 544

Q. TECNOLOGÍAS DE SEPARACIÓN DISPONIBLES 546

Q.1. Descripción de tecnologías 547

R. ESPECIFICACIONES GRÚAS 554

S. CONCENTRACIONES DE NOX 556

T. BALANCES DE MASA EN EL INCINERADOR PROYECTADOS AÑO A AÑO POR KG DE RESIDUO ENTRANTE 557

U. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD ORC DE CICLOPENTANO 558

V. PLANOS DE EQUIPOS DE ALMACENAMIENTO EN INYECCIÓN DE SORBENTE SECO 560

W. PLANOS DE TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AMONÍACO ACUOSO 563

X. HOJA DE PRODUCTO GORE FILTRATION PRODUCTS 564

Y. BALANCE DE MASAS PROYECTADOS 565

Z. DIMENSIONES DE GRÚA SELECCIONADA DE MOVIMIENTO DE RESIDUOS 568

AA.DIMENSIONAMIENTO DE CONDENSADOR 569

AB.MATRICES DE RELACIONES INTERDEPARTAMENTALES 572

AC.EXPERTOS CONSULTADOS 574

AC.1.Banco Interamericano de Desarrollo (BID) 574

AC.2.Ejecutora de préstamos del BID para el Ministerio de Turismo 574

AC.3.BAS Corporation 575

AC.4.Martifer Renewables SGPS 575

AC.5.AySA 575

AD.ÍNDICES DE FIGURAS Y TABLAS 576

Bibliografía 603

CAPÍTULO 1: DEFINICIÓN DE NEGOCIO

1.1. Qué es la valorización energética de residuos

El hombre consume diferentes recursos todos los días y como resultado se generan residuos o desechos que dispone de diferentes maneras. Muchos tipos de residuos pueden generarse dependiendo del tipo de actividad, recursos consumidos y tipo de usuario. Por ejemplo, residuos sólidos urbanos (domésticos, residenciales, comerciales), agrícolas e industriales.

Los residuos tanto sólidos como de otros estados son gestionados de diferentes formas con el fin de disponerlos. La gestión de residuos sólidos abarca el proceso desde la recolección de los desechos, pasando por su transporte hasta las instalaciones debidas para su tratamiento o aprovechamiento y su posterior disposición final. La gestión trata de enfatizar, cada vez más, en la generación del menor efecto negativo en la salud de las personas y el medio ambiente.

Dentro del sistema de gestión de residuos sólidos se encuentran diferentes procesos con el fin de tratar y disponer los residuos, algunos de estos con el fin de aprovechar estos restos, como por ejemplo, la separación, que busca separar aquellos materiales que pueden reutilizarse (papel, cartón, vidrio) o tienen gran valor (metales como el oro, plata, aluminio); mientras que otros buscan mitigar el efecto sobre la salud de las personas, aunque afectan el medio ambiente, por ejemplo, el entierro de basura en vertederos. Si bien en el corto plazo no se registra un efecto en la salud de las personas, este método es altamente contaminante (ya que parte de los desechos que se entierran contaminan el suelo), y en el mediano/largo plazo tienen un efecto sustancialmente perjudicial para la salud de la población. Estudios demuestran el efecto devastador sobre la calidad del agua de las napas que puede tener el inapropiado manejo de residuos en centros urbanos.

En los últimos años se han ido perfeccionando y hecho más eficientes los procesos que permiten aprovechar al máximo los residuos generados y así minimizar el impacto ambiental del proceso en cuestión. Dentro de estos procesos se encuentra la valorización térmica de residuos que, a través de procesos térmicos (por ejemplo, incineración, pirólisis, depolimerización catalítica) de los desechos, busca generar electricidad y calor y eliminar la mayor parte de los restos de basura que quedan previos a la disposición. Si bien el proceso de

combustión de los residuos genera humos y productos altamente contaminantes, se han ido desarrollando procesos físicos y químicos para evitar que estos tóxicos se liberen a la atmósfera.

Estos desarrollos permitieron que hoy se pueda realizar esta actividad con niveles de emisiones dentro de los estándares permitidos tanto a nivel mundial como en las diferentes jurisdicciones, brindando una solución amigable con el ambiente y solucionando en parte la problemática de los RSUs.

1.2. Clasificación de los residuos sólidos

Los RSUs pueden clasificarse de diferentes maneras (CEAMSE, 2019b).

Según su origen:

FUENTE	LUGAR/FORMA DE GENERACIÓN	TIPO
Doméstica	Viviendas o bloques de viviendas	Residuos de comida, cartón, plásticos, textiles, cuero, residuos de jardín, aluminio, hojalata y otros metales, electrodomésticos pequeños o de hogar, pilas, baterías, aceites y residuos domiciliarios peligrosos
Comercial	Restaurantes, bares, tiendas, negocios en general, talleres, etc.	Papel, cartón, vidrio, comida, metales, residuos peligrosos
Institucional	Escuelas, municipios, dependencias locales, hospitales, centros de salud, etc.	Papel, cartón, vidrio, comida, metales, residuos peligrosos
Construcción y Demolición	Obras públicas nuevas o de remodelación, ampliación de obras, construcciones privadas	Tierra, escombro, madera, hormigón, hollín, etc.
Servicios Municipales	Calles, jardinería, limpieza urbana	Residuos especiales, animales muertos, residuos de poda y arbolado, vehículos abandonados, etc.
Industriales	Manufactura, agroindustria, minería, química, etc.	Metales, plásticos, tejidos, fibras, maderas, vidrios, papel, cartones, chatarra, residuos de alimentos, cenizas, etc.
Agrícolas	Relacionados con actividades agrícolas, forestales, ganaderas, entre otras	Fertilizantes, productos agrosanitarios, residuos de cultivos, envases con restos de agroquímicos

Tabla 1.1: Clasificación de los residuos según su origen.
(CEAMSE, 2019b)

Según su composición química:

	ORGÁNICOS O HÚMEDOS	INORGÁNICOS O SECOS
DESCRIPCIÓN	Se caracterizan por ser fácilmente degradables ante la actividad bacteriana, es decir, son susceptibles de ser sometidos al reciclado orgánico	Integran la cadena de comercialización y reciclaje. Técnica y económicamente pueden ser reutilizados o reciclados
TIPOS	Residuos de alimentos Residuos de jardines, poda, arbolado urbano	Papel y cartón Vidrio Plástico y goma Metales Materiales textiles Materiales inertes Materiales policlorados (ej. tetra brick)

Tabla 1.2: Clasificación residuos según su composición química
(CEAMSE, 2019b)

Dentro del sector de incineración de desechos, se diferencian tres grandes subsectores:

- Incineración de residuos urbanos mixtos, principalmente residuos domésticos sin tratar, como también residuos industriales y comerciales.
- Incineración de residuos urbanos u otros residuos pretratados, que son residuos que se eligen siguiendo un criterio determinado (incluye los no reciclables).
- Incineración de residuos peligrosos, que deben ser tratados por separado y de manera particular para evitar riesgos potenciales ya sea por el manejo de estos como por la contaminación.

1.3. Proceso general en la valorización térmica de residuos

El objetivo de esta sección es presentar los pasos en el proceso de valorización térmica de los RSUs. Este será estudiado y analizado en profundidad en futuras secciones correspondientes al estudio de ingeniería. Con el paso de los años las tecnologías para la incineración y valoración de RSUs han avanzado sustancialmente, sobre todo en la parte de tratamiento de gases y desechos generados, como así también en los tipos de tecnologías utilizados para termovalorizar los residuos. El proceso de incineración consta básicamente de las siguientes etapas (Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones. Gobierno de España, 2011):

- Recepción de los residuos.

- Pretratamiento. Depende de la necesidad y exigencia del tipo de residuo que se quiera ingresar al quemador y también de la calidad de residuos recibidos.
- Tratamiento térmico. En esta etapa se procede al tratamiento térmico de los RSUs. Este puede realizarse por 3 métodos diferentes:

  Pirólisis: Descomposición en ausencia de agente oxidante entre 250 °C - 700 °C.

  Gasificación: Reacción de los residuos con vapor de agua y CO_2 entre 500°C - 1600°C.

  Incineración: La combustión propiamente dicha, donde se incinera en presencia de O_2 los RSUs.

  Aparte de estos 3 métodos generales, en los últimos años se han desarrollado otras tecnologías para el proceso de termovalorización de los RSUs. Dialogando con el experto Ing. Sabino Mastrangelo, especialista de CAMMESA, coordinador de Proyectos especiales de la entidad, se mencionó la nueva tecnología de "Despolimerización catalítica", la cual puede ser una excelente alternativa para aplicar en este tipo de proyectos. Esta tecnología se basa en obtener combustibles aprovechables para generar calor gracias a la utilización de un catalizador sólido y ácido, que realiza la fractura mecánica de cadenas carbonadas y la catálisis de productos.
- Etapa de recuperación y conversión de energía: realizada a través de un ciclo Rankine, con caldera y turbina, o un ciclo Brayton a través de una turbina de gas (en el caso de despolimerización catalítica), entre otros.
- Tratamiento y descarga de los gases de combustión: Estos contienen una variedad muy diversa de componentes que deben ser tratados para no ser enviados a la atmósfera.
- Gestión y tratamiento de las cenizas generadas.

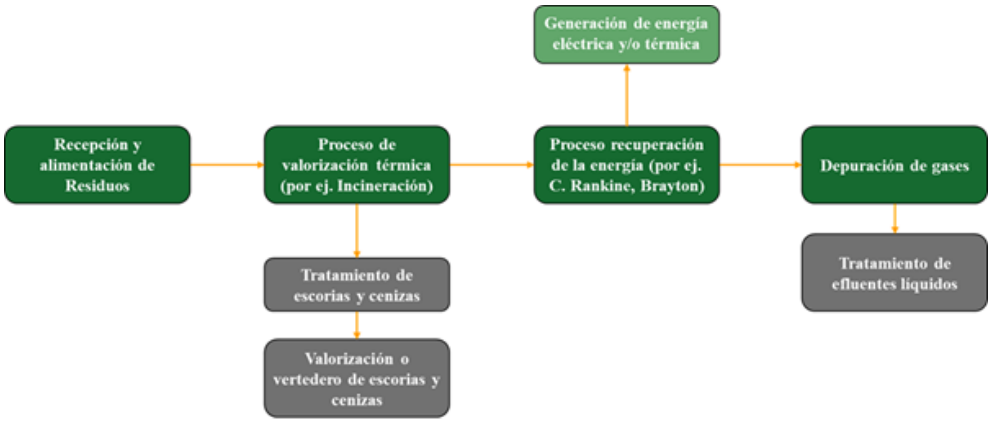


Figura 1.1: Esquema general tratamiento de termovalorización.
(CEAMSE, 2019b)

1.4. Beneficios y desventajas de la valorización térmica de residuos

La tecnología de valorización térmica de residuos presenta numerosos beneficios a la hora de ser evaluada:

- Mejora el manejo de residuos, ya que a través de este proceso se logra reducir su tamaño en hasta un 90 % (no se puede en su totalidad ya que se generan cenizas por la termovalorización). Asimismo, se evita enterrar estos residuos en vertederos, donde la mayoría no logra descomponerse debido a su naturaleza no biodegradable.
- Menor dependencia de vertederos, en línea con el punto anterior, eliminar una porción sustancial de los residuos que se vierten en la tierra permite que haya menor necesidad de enterrar. Esto será clave en CABA y AMBA ya que los vertederos actuales tienen una corta vida útil restante al nivel de desechos que se vierten regularmente. Una merma grande en la cantidad dispuesta permitirá que esta vida se alargue y poder mitigar el problema futuro.
- Conversión de basura en energía utilizable; mediante la valorización térmica de residuos es posible obtener electricidad y calor.
- Potenciales ahorros en transporte de basura, ya que las plantas pueden estar ubicadas en la proximidad de las ciudades, pues con las tecnologías actuales se logró una muy baja contaminación ambiental, dentro de los estándares mundiales y las leyes de los países para este tipo de instalaciones en zonas urbanas.
- Napas subterráneas menos contaminadas, no enterrando residuos se evita que se contaminen las aguas subterráneas, lo que trae aparejadas consecuencias positivas en la salud de la población.

Por otra parte, existen una serie de problemáticas a tener en cuenta en el estudio de prefactibilidad:

- Los costos de instalación no son bajos, una gran inversión en tecnologías e instalación de la planta son necesarios para el desarrollo del proyecto. Es importante tener certidumbre en los ingresos futuros para que la rentabilidad y éxito del proyecto sean viables.
- Hay una preocupación general respecto a la incineración de residuos, si bien emite gases contaminantes, estos están dentro de los parámetros exigidos. Sin embargo, existe un gran desconocimiento de esto y se cree que es un proceso altamente contaminante, e incluso muchas veces se cree que es mejor enterrar la basura.

- El proceso de valorización térmica, de alguna manera desalienta el reciclaje y la reducción de generación de residuos. El enfoque debería estar en fomentar la mayor cantidad de reciclado y que los procesos de valorización térmica se realicen sobre los restos que irían a vertederos.

1.5. Alcance geográfico: criterio de selección

Al plantear el desarrollo del proyecto, uno de los puntos más importantes a definir no es solo la ubicación sino el alcance geográfico del proyecto entero. Es decir, dónde se situarán tanto los proveedores como los clientes con los que se interactuará y cuáles son los límites que se definirán para a posteriori elegir la ubicación de las instalaciones. Los criterios considerados para elegir el alcance geográfico son:

- Densidad poblacional
- Demanda energética
- Disponibilidad de agua a nivel industrial
- Disponibilidad de materia prima
- Conocimiento del mercado y acceso a la información

Con esto en mente, se decidió limitarnos al Área Metropolitana de Buenos Aires. El análisis por ítem puede encontrarse a continuación:

- Densidad poblacional. El 37 % de la población del país se encuentra concentrada en el 0,48 % del área total. Este es un factor muy importante para la generación de residuos sólidos urbanos y demanda de energía eléctrica.
- Demanda energética. La concentración de población e industria presentada en AMBA, la cantidad de nodos eléctricos que permiten insertarse en la red, y el crecimiento sostenido de la demanda en la región, genera un requerimiento energético que le da sentido contextual a la instalación.
- Disponibilidad de agua a nivel industrial. La red de distribución de agua industrial permite contar con el recurso necesario para el proceso.
- Disponibilidad de materia prima. El CEAMSE centraliza el procesamiento de la basura de 21 de 25 distritos en AMBA y se encuentran interesados en la instalación de una planta

de WTE (Waste-To-Energy, termovalorización de RSUs). Esto genera dos puntos muy importantes: el primero es la presencia de una fuente de materia prima (RSUs) procesada y el segundo es la demanda de proyectos de este tipo por la falta de capacidad prevista para los rellenos sanitarios en los próximos años.

- Conocimiento de mercado y acceso a la información. El acceso a los actores clave del mercado que residen y trabajan en el área, en gran parte a través de la universidad y sus miembros, permite tener un mejor entendimiento del contexto y conseguir información relevante para dimensionar el proyecto en todos sus aspectos.

1.6. Esquema de trabajo para la presentación de mercado

En la presente sección se detalla brevemente cómo está diseñado el presente estudio de Mercado. Se comienza con una introducción de los drivers que motorizan el negocio de la conversión de RSUs en energía eléctrica como para tener un primer acercamiento a qué variables serán relevantes. En los siguientes apartados se procede a estudiar en profundidad el mercado eléctrico argentino, poniendo especial énfasis en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que es el mercado que es de interés para el proyecto. Junto con este estudio, se presentarán las alternativas de contratos que se pueden tener y cómo varían el precio y la demanda según cada contrato o escenario. Se agrega también una sección mostrando las leyes que son relevantes para este estudio y se detalla qué partes o artículos de las mismas son de mayor interés.

A continuación, se realizan las diferentes proyecciones necesarias que permitan obtener los valores estimados de precio y cantidades para el mercado demandante. Por último, y cerrando la parte de mercado eléctrico (demanda), se resumen cuáles son las diferentes estrategias de entrada que se deciden para ingresar al mercado.

Posteriormente se hace un estudio del mercado de residuos sólidos urbanos, que será el que provee del insumo básico para el negocio. Está sección comienza explicando la actualidad de la gestión de residuos (tratamientos actuales, costos logísticos, jugadores, generación) y también el por qué el proyecto se localizará en el área de AMBA y CABA. Luego, se introducen estudios sobre calidad de los RSUs que se generan y diferentes *benchmarkings* mundiales que se estudiaron y son de relevancia para el estudio. Una sección especial es dedicada a los requerimientos ambientales y legales que son esenciales para que pueda llevarse a cabo un proyecto de valorización térmica de los residuos (WTE, waste-to-energy).

Finalizado el análisis de las regulaciones, se procede a proyectar diferentes variables (como lo es generación de RSUs, composición física de los mismos, humedad, entre otros) que

permitirán obtener últimamente un valor de la cantidad máxima de RSUs potenciales que pueden ser procesados en la planta y el poder calorífico de estos año a año para con estos dos valores obtener la cantidad de electricidad que se puede generar y vender a la red cada año. Con estos datos se obtiene la facturación anual proyectada. Como cierre de la sección del sector de residuos se hace un análisis del mercado proveedor de RSU hoy en día para entender cómo se podría proveer de los residuos en caso de concretarse el proyecto.

Cerrando la presentación de mercado, y con todos los análisis y estudios previos realizados, se resume todo en el análisis del entorno, el cual incluye análisis muy relevantes como los son el de 5 fuerzas de Porter, FODA (con sus zonas de ataque y de defensa) y el análisis de los actores interesados. Con esto sellado, se establece cuál se cree es la mejor estrategia de entrada en el negocio. Luego de esto, se muestra la ubicación que se confía es la mejor disponible para instalar la planta.

1.7. Drivers del negocio

Para comenzar el estudio de mercado es importante focalizar y entender cuáles son los principales drivers que impulsan este negocio:

- Generación de basura. La generación de basura es uno de los aspectos más importantes a estudiar. Los residuos son la materia prima del negocio y de donde se genera la energía eléctrica. Es importante entender la cantidad de residuos que pueden utilizarse para la valorización térmica, la calidad de estos (composición física, humedad) que definirán el poder calorífico de los mismos y cuáles son los materiales que pueden entrar al proceso y los que no.
- Precio de venta de la energía eléctrica. El precio de venta de la energía eléctrica sigue dinámicas diferentes en base al tipo de mercado en el cual ingrese el proyecto. Existen dos tipos generales: spot o mercado de oportunidad y el mercado a término. En el mercado spot, la compra y venta de energía eléctrica sigue las características de un mercado de oportunidad variando los precios de la energía según la demanda, el tipo de tecnología y la estructura de costos de cada generador. El mercado “a término” es un contrato fijo, donde se establecen plazos y precios a pagar entre las partes firmantes del contrato como un acuerdo de compra/venta. Ambas dinámicas serán estudiadas en profundidad en secciones posteriores.
- Regulaciones ambientales. El cumplimiento de las regulaciones ambientales es imperativo para funcionar. Las regulaciones permiten saber los niveles máximos de

efluentes que pueden generarse. La capacidad de operar dentro de estas especificaciones o no es definitoria para la concreción del proyecto.

- Tasa de cambio del dólar. Respecto de los ingresos, el precio de la energía está denominado en dólares. Asimismo, hay componentes de los costos tanto en dólares (por ejemplo, insumos para tratamiento de gases) como en pesos (por ejemplo, mano de obra).

CAPÍTULO 2: MERCADO ELÉCTRICO EN ARGENTINA

En Argentina, la conexión desde los focos de generación hasta consumo final de energía eléctrica se realiza a través del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), a veces también llamado Sistema Interconectado Nacional (SIN). Este sistema vincula a los distintos actores que participan en el sector eléctrico argentino en sus distintas etapas: generación, transporte y distribución. A través del SADI se hace uso y comercialización de los 38.609MW instalados para generación eléctrica (Interconexión SA, 2013), (CAMMESA, 2019b).

2.1. Jugadores del sector eléctrico en Argentina

Se pueden diferenciar distintos jugadores en función de su rol: autoridades y entes reguladores, entes operadores, prestadores de servicios, y usuarios.

Autoridades y entes reguladores.

- La Secretaría de Energía (SENER) es la encargada de generar y dar seguimiento a las políticas públicas en materia de energía eléctrica a nivel nacional.
- El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), creado tras la sanción de la Ley 24.065/91 (Ministerio de Justicia y Derechos Humanos, 1991) que regula el sector eléctrico en Argentina, se avoca al control y regulación del sector con un alcance nacional. El ENRE controla que la actividad del sector se ajuste a lo determinado por la mencionada Ley, principalmente respecto a la protección de los derechos del usuario, la promoción de la competencia e inversión en el sector, la promoción de la operación y libre acceso al SADI y la regulación de las actividades de generación, transporte y distribución, entre otros. El ENRE, junto a los reguladores provinciales, fijan las tarifas a pagar por los usuarios del SADI (Ente Nacional Regulador de la Energía, 2019).
- Los entes regionales son los encargados de realizar el seguimiento del ENRE en forma regional, según las leyes y normativas de cada provincia. Por ejemplo, podemos mencionar a OCEBA (Organismo de Control de Energía Eléctrica) en Buenos Aires y APE (Administración Provincial de Energía) en La Pampa, entre otros.

Entes operadores.

- La Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) es una empresa sin fines de lucro cuyos objetivos principales comprenden la coordinación y gestión de operaciones de compra y venta de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), tanto por generación y consumo local como por importación y exportación al extranjero, la supervisión de la calidad y seguridad de las operaciones del SADI, y la realización de las evaluaciones técnicas de quienes solicitan acceso al SADI. El 80 % de CAMMESA está bajo el poder de representantes operadores en el MEM (distribuido en partes iguales entre la Asociación de grande usuarios, de generadores, transportistas y distribuidores), mientras que el restante 20 % pertenece a la Secretaría de Energía (la cual se guarda el derecho a veto), (Ministerio de Justicia y Derechos Humanos, 2003, Decreto 1181/2003) (BNAmericas, 2019).

Prestadores de servicios. Según se trate de la etapa de generación, transporte o distribución, podemos distinguir distintos jugadores.

- Generación eléctrica. Se trata de empresas que explotan plantas de generación de electricidad, la cual pueden vender en forma total o parcial al SADI. Son empresas tanto públicas como privadas, las cuales constituyen una industria altamente fragmentada; las diez mayores empresas concentran el 15 % de la capacidad instalada en el país.
- Transporte. Las empresas transportistas cuentan con la concesión requerida para brindar el servicio de transporte de energía eléctrica desde el punto de generación hasta el nodo donde comienza el servicio del distribuidor. En Argentina, el transporte se divide en dos sistemas: el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Alta Tensión (STAT), el cual opera a 500 KV transportando electricidad entre regiones, y el Sistema de Distribución Troncal (STDT), que opera a 132 KV y 220 KV conectando generadores, distribuidores y grandes usuarios dentro de la misma región. Transener es la única compañía a cargo del STAT, y existen seis compañías regionales dentro del STDT (Transcomahue, Transnoa, Transnea, Transpa, Transba y Distrocuyo). Además de estas compañías, existen compañías transportistas independientes que operan en virtud de una licencia técnica otorgada por las compañías del STAT o del STDT. El control sobre la operación y la licitación del servicio STAT y STDT es realizado por el ENRE.
- Distribuidores. Son las empresas, tanto públicas como privadas, encargadas de operar la red de distribución eléctrica que conduce la energía desde los nodos del STAT y STDT hacia los usuarios consumidores finales del servicio. Estas empresas operan según contrato de licitación para una determinada región. El ENRE, junto a los entes

regionales, fijan las condiciones de la concesión, los términos de la prestación del servicio y tarifas. Las empresas privadas Edenor, Edesur y Edelap, que operan en AMBA, distribuyen el 40 % de la energía generada. Sólo unas pocas empresas distribuidoras se mantienen en manos de gobiernos provinciales y cooperativas, como lo son Empresa Provincial de Energía de Córdoba, Empresa de Energía de Santa Fe, y Energía de Misiones, entre otras (Pampa Energía, 2019).

Usuarios Consumidores. El ENRE establece las siguientes categorías dependiendo la magnitud de la potencia eléctrica consumida (ENRE, 2019).

- Usuarios de demanda pequeña: abarca usuarios residenciales, generales y de alumbrado público con demandas de hasta 10 kW.
- Usuarios de demanda mediana: abarca usuarios con demandas promedio entre 10 kW y 50 kW.
- Usuarios de demanda grande: abarca usuarios con demandas mayores a 50 kW.

El costo de la energía para el usuario final depende del costo de compra en el Mercado Eléctrico Argentino, del Costo Propio de Distribución y, finalmente, de los hábitos de consumo propios del usuario que lo posicionan en una categoría anidada. Cada distribuidora regional presenta un cuadro tarifario basado en estos factores y en las categorías que luego es aprobado por el ENRE.

2.2. Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

El Mercado eléctrico mayorista (MEM) es el punto de encuentro de la oferta y demanda de energía eléctrica. Los participantes del MEM realizan sus operaciones de compra y venta de energía a través de dos vías distintas (Ministerio de Energía y Minería, 2017).

- Mercado a término. Se realiza el suministro eléctrico según lo dispuesto en un contrato, respecto a cantidad, precio y calidad, entre otros.
- Mercado Spot. Corresponde a la cuota de energía no cubierta por el mercado a término. CAMMESA se encarga de la compra a los generadores a un precio determinado y luego de la venta de este suministro a los demandantes (limitándose al rol de mediador). Uno de los criterios más relevantes a la hora de elegir el generador al que se le comprará la energía es su costo total de inyectar 1 MWh a la red. Las ventas en el mercado Spot se

valorizan, en todos los casos, al precio Spot horario calculado por CAMMESA para cada día y representa el costo de abastecer 1 MWh adicional de demanda en cada barra (nodo) del sistema. De no requerirse toda la potencia instalada, parte de los generadores quedan sin operar. Aproximadamente, el 80 % del sector eléctrico opera según las disposiciones del mercado Spot.

2.3. Matriz energética de Argentina

La matriz energética argentina se encuentra principalmente comprendida por generación eléctrica de fuente térmica, hidráulica y nuclear. A Febrero de 2019, la potencia instalada en el país es de 38.609 MW, los cuales son generados principalmente en la región de la Provincia de Buenos Aires y el litoral (figura 2.1). A su vez, la potencia para consumo propio (autogeneradores) declarada es de 782 MW para el mismo mes.

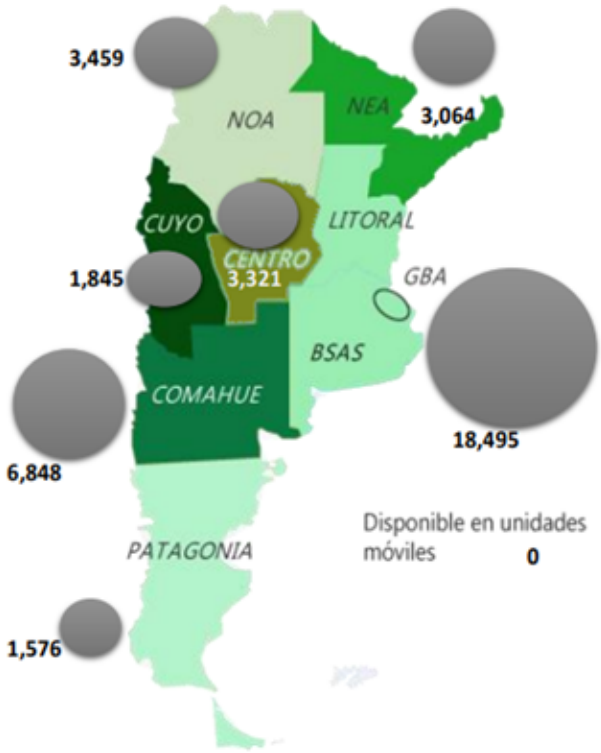


Figura 2.1: Generación eléctrica en Argentina por región
(CAMMESA, 2019b)

A través de los años, la matriz energética del país tuvo un fuerte predominio de generación por fuentes hídricas (figura 2.2). Sin embargo, en los últimos 20 años se puede observar un sostenido incremento en la generación por ciclo combinado, como también una profundización en el uso de energía nuclear y renovables en los últimos 5 años.

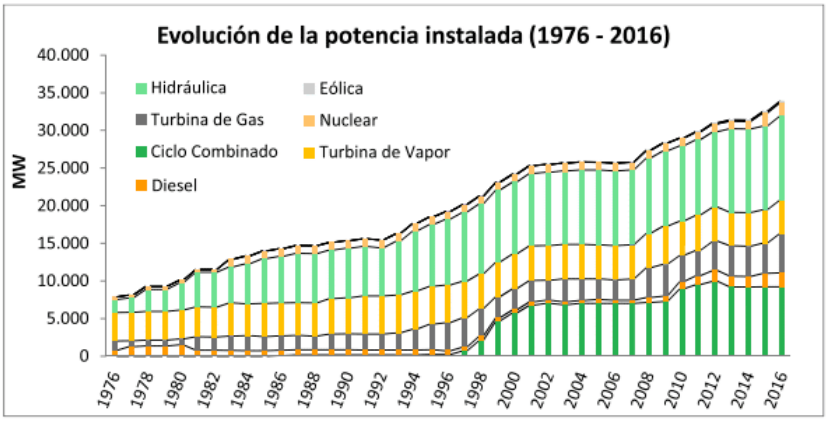


Figura 2.2: Evolución de la matriz energética en Argentina.
(Strucplan)

A continuación, se realiza una breve descripción sobre los principales jugadores en las mayores fuentes de generación eléctrica del país (Energías de mi País, 2019).

- Generación hidráulica. Está conformada por la generación a través de represas hidroeléctricas, donde la energía potencial del agua es empleada para generar electricidad. A Febrero de 2019 este sector representa una potencia instalada de 10.790 MW. La Argentina cuenta con 31 represas hidroeléctricas, entre las que se destaca "Yaciretá", inaugurada en 1998 en un proyecto en conjunto con Paraguay, con una potencia instalada de 3.100MW (2.745 MW disponibles para Argentina). A su vez, son grandes jugadores en la generación hidráulica: "Salto Grande" (inaugurada en 1979 junto a Uruguay, con una potencia instalada de 1.890 MW), "Piedra del Águila" (inaugurada en 1992, con una potencia instalada de 1.400 MW), "El Chocón" (inaugurada en 1973, con una potencia instalada de 1.260 MW) y "Alicurá" (inaugurada en 1985, con una potencia instalada de 1.050 MW). Entre las principales ventajas de este tipo de energía se puede mencionar que es energía de renovación ilimitada, con una capacidad de generación predecible, un bajo coste operativo, larga vida útil y con una infraestructura que puede usarse también para otros fines (el agua del reservorio se puede usar para riego o consumo humano). Entre sus principales desventajas podemos mencionar la necesidad estricta de construir un reservorio (modificando el flujo hídrico y afectando a flora y fauna de la zona, como también requiriendo el movimiento poblacional de centros urbanos adyacentes), la alta inversión inicial requerida y el período prolongado de "pay-back" (Energías de mi País, 2018)

- Generación térmica. Se trata de la generación eléctrica a partir del aprovechamiento dela energía interna de combustibles fósiles. A Febrero de 2019 este sector representa una capacidad instalada de 24.531 MW. Puede segmentarse según sea:

- Turbina de gas. En su forma más simple, comprende un ciclo Brayton clásico. En esta forma de generación, el combustible se quema junto con el aire y la energía de combustión es empleada para mover una turbina de gas. El petróleo y el gas constituyen casi el 90 % de las fuentes para generación térmica en el país.
- Turbina de vapor. En su forma más simple, se trata de un ciclo Rankine clásico. En esta forma de generación, el combustible se quema para calentar una caldera con agua, la cual se calienta hasta formar el vapor a la presión requerida para empujar una turbina de vapor.
- Ciclo combinado. Es la combinación de un ciclo de gas y uno de vapor. Un ciclo Brayton clásico corresponde al ciclo del combustible, mientras que un ciclo de vapor anexo aprovecha el calor de los gases de escape de la turbina de gas para calentar el agua requerida para una segunda turbina de vapor.
- Ciclo Diesel. En su forma más simple, comprende un ciclo Diesel clásico. En esta forma de combustible, los gases de escape de una combustión por autoignición a alta presión producen el movimiento de un motor de gas.

La central térmica "Costanera" es la principal generadora termoeléctrica del país, con una potencia instalada de 2.304 MW operando desde 1997, con 6 turbinas de gas (1.131 MW) y 2 equipos de ciclo combinado (1.173 MW). Para mayores ahorros económicos y ecológicos, en el último tiempo muchas centrales térmicas pasaron a tener una operación principalmente basada en la quema de gas y mediante ciclo combinado. Entre las ventajas de la generación térmica están su simpleza de construcción y la baja inversión inicial relativa a las demás alternativas. Entre las principales desventajas, podemos mencionar que no son una fuente renovable de energía, son altamente contaminantes debido a sus emisiones producto de la combustión de hidrocarburos y su eficiencia energética es baja (aunque su rentabilidad económica puede ser alta) (Twenergy, 2016).

- Generación nuclear. Representa la generación eléctrica a partir del movimiento de una turbina por ciclo Rankine, el cual emplea vapor calentado en una caldera especialmente diseñada para operar dentro de un reactor nuclear, donde la energía liberada por la fisión de núcleos radiactivos (principalmente Uranio-235) es empleada para su calentamiento. A Febrero de 2019, este sector cuenta con una capacidad instalada de 1.755 MW. Argentina cuenta con diversas centrales nucleares de potencia: "Atucha I" (inaugurada en 1971, con una potencia instalada de 362 MW), "Atucha II" (tras diversas obras, reactivada en 2006 y puesta a punto en 2014, con una potencia instalada de 745 MW) y "Embalse" (inaugurada en 1984, con una capacidad instalada de 648 MW). Entre las ventajas de este tipo de energía se encuentran la alta disponibilidad, bajo coste de operación, la limpieza durante la operación, no depender de la variabilidad en recursos

naturales (por ejemplo, la radiación solar o el caudal de un río). Entre las principales desventajas, debemos mencionar a la dependencia de un recurso natural escaso y de poca disponibilidad (Uranio-235), el potencial riesgo humano por accidentes durante su operación, la alta inversión inicial que debe recuperarse antes de cumplir el ciclo de vida del reactor (medianamente corto) y el costo y riesgo del tratamiento y deposición de residuos radiactivos (Secretaría de Energía, 2019), (Twenergy, 2011).

- Generación Renovable. Comprende aquellas instalaciones que operan empleando fuentes renovables de energía, principalmente eólica, solar e hidráulicas con capacidad instalada menor a 50 MW (consideración tomada desde la sanción de la Ley Nacional de Energías Renovables N° 27191, sancionada en 2015). A Febrero de 2019 este sector cuenta con una capacidad instalada de 1.533 MW. Los principales jugadores en la generación por fuentes renovables en el país son: "Genneia Energy" (con una capacidad instalada de 361,4 MW, principalmente en parques eólicos), "360 Energy" (con una capacidad instalada de 318 MW, principalmente en parques eólicos), "Latinoamericana de Energía" (con una capacidad instalada de 312,4 MW, principalmente en parques solares), "Petroquímica Comodoro Rivadavia" (con una capacidad instalada de 300 MW, principalmente en parques eólicos), "JEMSE" (con una capacidad instalada de 300 MW, principalmente en parques solares) y "Arauco SAPEM" (con una capacidad instalada de 295 MW, principalmente en parques eólicos). Entre las principales ventajas de este tipo de energías se encuentran el bajo impacto negativo sobre el medioambiente (no consumen recursos naturales finitos, es sencilla la disposición final de residuos -si los hay), el potencial para autogeneración y descentralización y, en términos económicos para el desarrollo del país, la alta generación de puesto de trabajo industrial asociada a su crecimiento. En cuanto a las desventajas, debe mencionarse la acotada disponibilidad que pueden tener (al depender de las fluctuaciones en la disponibilidad de recursos naturales) y la alta inversión inicial necesaria para sus instalaciones (Vasanthi, Kaliappan, & Srinivasarghavan, 2008).

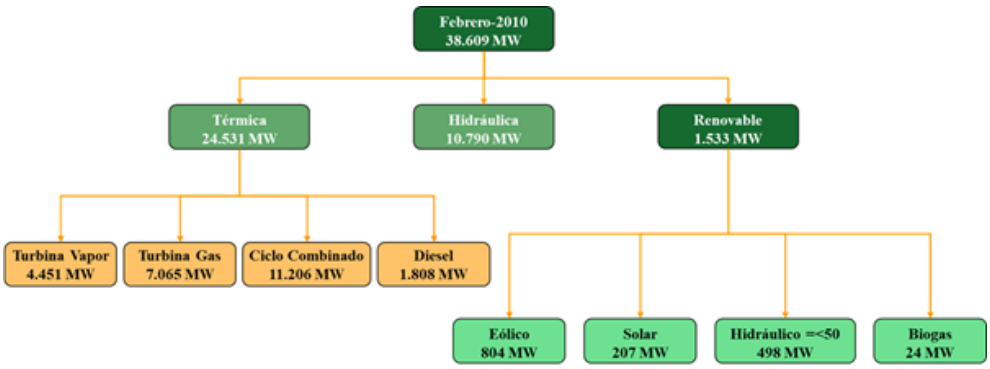


Figura 2.3: Generación eléctrica en Argentina por fuente.
(CAMMESA, 2019b)

2.4. Valorización energética de RSUs como energía renovable

Dentro del marco de la Ley N° 27.191, actualización de la Ley N° 26.190, se considera fuente renovable a aquellas fuentes no fósiles aprovechables de forma sustentable como lo son la energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas, hidráulica, gases de vertedero, biomasa, entre otros. De acuerdo a los documentos facilitados por el ex Ministerio de Energía, los Residuos Sólidos Urbanos son un componente de la biomasa junto a residuos de otros orígenes como los agrícolas, agroindustriales e industriales. Su valorización térmica, dependiendo de la tecnología utilizada, califica como generación de energía renovable a partir de biomasa o biogás (Secretaría de Energía, 2009).

2.5. Comercialización de energía en Argentina

Actualmente existen dos modalidades de comercialización en el mercado el eléctrico mayorista (MEM). Estas son el mercado Spot horario y el mercado a término.

El mercado spot sigue una dinámica en la cual los precios se definen en forma horaria y la energía que es comercializada no está sujeta a contratos de abastecimiento. El precio de la energía se define en este tipo de mercado en base al costo marginal que posee cada generadora que entra para suplir la demanda en un determinado momento, el pago por potencia disponible puesta a disposición del sistema, y el pago por capacidad adicional para cubrir picos de demanda. Estos precios son fijados por CAMMESA según el tipo de fuente de generación.

Una buena forma de entender cuál es el valor promedio de la energía en el mercado es mediante el Costo Medio Monómico. Este representa la suma de los costos de producción tanto propios como asociados de la energía eléctrica en el MEM, sobre la demanda abastecida en un intervalo temporal de análisis.

$$Costo\ Medio\ Monómico\ del\ Sistema = \frac{\Sigma\ Costos\ de\ generación\ y\ asociados}{\boldsymbol{Demanda\ abastecida\ en\ el\ MEM}} \tag{2.1}$$

El funcionamiento operativo y económico del MEM se basa en un esquema de programaciones de la operación desde el mediano y largo plazo (estacional) hasta el corto plazo (semanal y diaria) donde se establecen las planificaciones de la gestión óptima.

A través de un mercado competitivo para la producción de energía, el precio monómico surge como resultado de dicha competencia en el MEM, reflejando el valor medio de compra de los

grandes usuarios del MEM, alrededor de 20 % de la demanda (Ministerio de Energía y Minería, 2016).

El costo medio monómico depende principalmente del consumo de gases y líquidos para la generación eléctrica, los costos de los combustibles para la generación, el tipo de año hidrológico y el clima o las temperaturas. Actualmente el 60 % de los costos recae en el consumo de combustibles para la generación.

Entendiendo la naturaleza del costo medio monómico del sistema, se puede elaborar una primera aproximación para saber si una tecnología está siendo remunerada por debajo o por encima de la media del sistema y dimensionar donde esta se sitúa. Más adelante se detallarán los modelos de precios que puede seguir el proyecto analizado, y se destacará que son del tipo precio fijo por energía, por lo tanto, su relación con el costo monómico del sistema es poco relevante.

Por otro lado, los Distribuidores compran al Precio Estabilizado (PEST) que se establece por Resoluciones y que actualmente tiene implícito un subsidio significativo para los usuarios. En este caso, CAMMESA adquiere energía de los generadores según la dinámica de Spot o a término y vende a los distribuidores al PEST fijado por el gobierno

Las Tarifas representan los Costos Económicos (Marco regulatorio legal de la industria eléctrica).

- Los costos económicos de corto plazo son los que resultan del uso eficiente de los recursos disponibles para abastecer la demanda
- Los costos económicos de largo plazo son los de expansión de la capacidad de generación y transmisión para abastecer la demanda de potencia y limitar los riesgos de falla

Los precios los calcula CAMMESA (en procesos competitivos) y los aprueba la secretaría de energía eléctrica.

- Los precios de los Grandes Usuarios del MEM son mensuales
- Los precios de los Distribuidores (que se transfieren a los usuarios finales) son estabilizados por 3 meses (PEST)

El mercado a término tiene una metodología notoriamente diferente al mercado spot. En este caso, los generadores y demandantes acuerdan mediante un contrato las cantidades, precios y condiciones de venta. Entre las condiciones se destacan el punto de entrega,

garantías y penalidades por incumplimiento. En este mercado, la regulación del MEM se restringe exclusivamente a condiciones mínimas de información necesarias para su administración y plazos mínimos de duración.

2.6. Competencia en el Mercado Eléctrico Mayorista

El Costo Nivelado de la Energía (LCOE, por sus iniciales en inglés) se define como el costo promedio de la energía entregada por un proyecto a lo largo de su vida útil y permite comparar el costo de la energía proveniente de distintas fuentes y tecnologías.

A continuación, presentamos una de las ecuaciones más generalizadas para calcular su valor.

$$LCOE = \frac{\sum_{i=0}^{N} \frac{I_i + O_i - ITC_i - PTC_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=0}^{N} \frac{E_i}{(1+r)^i}} \tag{2.2}$$

I_i: Costo de inversión en año i ($)
O_i: Gastos de operación y mantenimiento en año i ($)
F_i: Gastos de combustible en año i ($)
ITC_i: Impuestos reintegrados por inversión en año i ($)
PTC_i: Impuestos reintegrados por producción en año i ($)
E_i: Energía generada en año i (MWh)
r: Promedio ponderado del costo de capital (WACC)

A partir de esta ecuación obtenemos el costo de un kWh o MWh y, como podemos ver, tiene en cuenta tanto la inversión inicial como los gastos operativos a lo largo de toda la vida útil del proyecto.

Utilizando el LCOE podemos comparar la competitividad de cada proyecto y tecnología de generación. En la figura 2.4 puede verse la comparación entre distintas tecnologías.

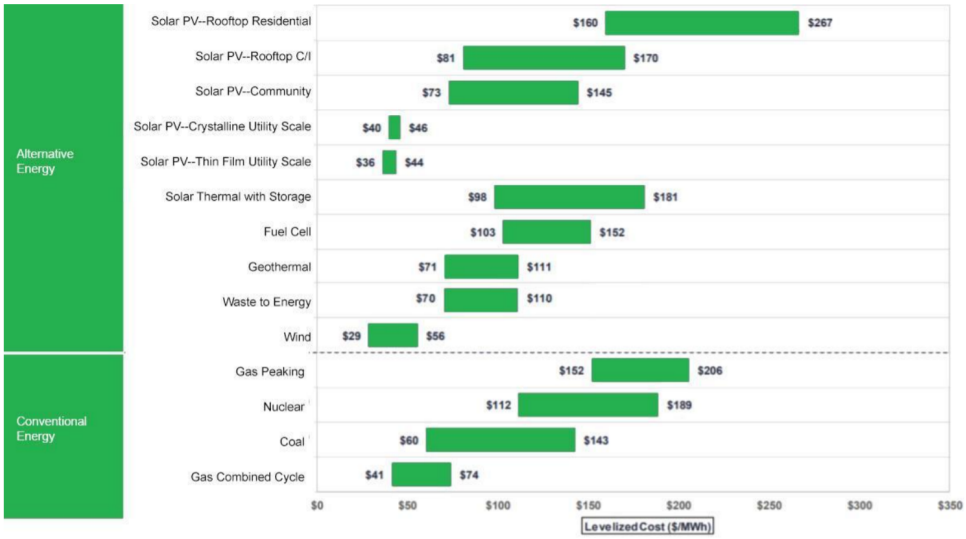


Figura 2.4: LCOE por fuente de generación .

La Figura anterior indica el intervalo de costos en U$S/MWh para cada fuente. A partir de estas cifras podemos analizar tres aspectos. En primer lugar, podemos ver que el intervalo de LCOE para generación eléctrica por valorización térmica de residuos es entre 70 U$S/MWh y 110 U$S/MWh. Esto indica que, para generar 1 MWh por valorización térmica de residuos, el costo promedio oscilará entre 70 U$S/MWh en el caso más favorable (por ejemplo, una instalación más eficiente, una mejor calidad de basura a un costo relativamente bajo, una tasa de descuento (WACC) bajo, entre otros) y 110 U$S/MWh en el caso más desfavorable (por ejemplo, una instalación menos eficiente, con residuos con mucha humedad, gastos operativos elevados, entre otros).

En segundo lugar, dentro de las renovables, podemos ver que se posiciona favorablemente frente a la generación a partir de tecnologías de celdas de hidrógeno (103-152 U$S/MWh) y solar térmica con almacenamiento (98-181 U$S/MWh), se posiciona de forma similar a las geotérmicas (71-111 U$S/MWh), y se posiciona desfavorablemente frente a parques eólicos (29-56 U$S/MWh) y solares (36-46 U$S/MWh) de gran escala.

En tercer lugar, en comparación con las fuentes convencionales, waste-to-energy se posiciona favorablemente frente a la generación a partir de energía nuclear (112-189 U$S/MWh) y turbinas de gas de punta (aquellas cuya remuneración es alta debido a que están destinadas a cubrir los picos de demanda, 152-206 U$S/MWh), se posiciona de forma similar a la quema de carbón (60-143 U$S/MWh), y se posiciona desfavorablemente frente a los ciclos combinados (41-74 U$S/MWh).

2.7. Ingreso de nuevos generadores

Aquellas empresas que deseen generar energía eléctrica y transmitirla a la red a cambio de una remuneración deben contar con:

- Un proyecto de generación de energía técnica, económica y financieramente viable a costos competitivos que cuente con conexión a la red y aporte al objetivo global de cubrir las necesidades del MEM.
- Autorizaciones de la Secretaría de Energía Eléctrica:
    - Presentar, a CAMMESA, la solicitud para convertirse en agente del MEM. La solicitud debe contener la siguiente información: Datos comerciales, razón social, domicilio legal, representante legal, N° de CUIT y situación fiscal. La siguiente es información requerida importante.
        1. Información requerida en los Anexos 1 y 2 del documento "Los procedimientos" facilitado por CAMMESA que permitirán:
            a) Programar la producción y realizar el despacho de cargas.
            b) Calcular costos marginales y otros costos necesarios para fijar los precios estacionales a distribuidores y el precio horario de remuneración al generador.
        2. Características técnicas del equipamiento requerido para el Sistema de Operación y Despacho, establecido en el Capítulo 1 y Anexo 24 de "Los Procedimientos".
    - Presentar, a la transportista, el cumplimiento de los requisitos establecidos en el reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica.
    - Generar un acuerdo con la empresa encargada de la conexión al SADI (en el caso de este proyecto, SACME).
    - A presentar a la jurisdicción con competencia, un Estudio de Impacto Ambiental.
    - A la Secretaría de Energía Eléctrica, la propuesta del Proyecto y EIA aprobado
- Habilitación comercial por parte de CAMMESA que consta de documentación ya establecida en los pasos superiores agregando en esta etapa:
    - Ensayos eléctricos.
    - Evaluación y Verificación de los Procedimientos Técnicos 4 presentes en el documento "Los Procedimientos".

En el caso de las licitaciones RenovAr para poder presentar la oferta, se deberá comprar el Pliego de Bases y Condiciones (PBC), cuyo precio en la última convocatoria se estableció en la suma de $180.000 más IVA. Dicho pago se realizará mediante cheque a favor de CAMMESA o mediante transferencia bancaria. De ser necesario, se podrán solicitar a CAMMESA, hasta cinco días hábiles previos a la presentación de ofertas y mediante la presentación de la documentación técnica correspondiente, la incorporación de puntos de interconexión y su correspondiente potencia máxima y factor de pérdidas.

Asimismo, aparte de cumplir con los requisitos de dicho pliego, se deben respetar: el Contrato de Abastecimiento y el Acuerdo de Adhesión al FODER. A modo de garantía, es imperativo pagar una suma de US$ 35.000 por cada MW de potencia ofertada.

A la hora de la presentación, ésta se debe realizar en dos sobres cerrados. Un sobre identificado con la letra “A” y el otro con la letra “B”. Las ofertas deberán ser presentadas en original y en versión electrónica. Terminada la recepción, se procederá a la apertura del sobre Pliego de Bases y Condiciones de RenovAr 2.44 “A” de las ofertas presentadas. El sobre “B” es el que contendrá la propuesta económica del proyecto.

El sobre “A” deberá contener la documentación que se detalla a continuación: índice del contenido, copia del recibo de compra del PBC, garantía de mantenimiento de oferta y carta de presentación de oferta con carácter de declaración jurada, donde se incluyan entre otros, la siguiente información:

- Plazo Programado de Cierre Financiero.
- Plazo Programado de Comienzo de Construcción.
- Plazo Programado de Principio Efectivo de Ejecución.
- Plazo Programado de Habilitación Comercial.
- Si se desea tomar o no la Garantía Banco Mundial, en cuyo caso se deberá indicar el monto en dolares por unidad de Potencia Ofertada por la cual requiere que el Proyecto se encuentre garantizado.
- Potencia Ofertada.
- Potencia Mínima de Adjudicación Parcial.

Se debe presentar la propuesta técnica que identifique las características generales del proyecto, incluyendo los planos y esquemas que clarifiquen detalles de las obras civiles y eléctricas, plan logístico, cronograma completo general de obra incluyendo entre otros, las

fechas programadas de avance de obra, y el programa de operación y mantenimiento de la central. Adicionalmente se deberá presentar un archivo en formato con las siguientes capas de información:

- Ambiental: estudio de impacto ambiental de la central de generación
- Técnico: layout completo de la central de generación, incluyendo todos los equipos generadores, instalaciones primarias y secundarias, y la línea de conexión al SADI.
- Legal: polígono con la superficie que figura en el instrumento jurídico presentado para demostrar la disponibilidad de inmueble en donde estará emplazado el proyecto, identificando las distintas parcelas que lo componen.

Deberán presentarse los resultados del procedimiento técnico de CAMMESA (estudio estático y dinámico de la red con la debida conclusión de un consultor independiente, donde manifieste expresamente la factibilidad de inyección de la potencia y energía asociada al proyecto en el punto de entrega), así como la copia de la comunicación escrita de opinión favorable del transportista. Se deberá presentar la documentación respaldatoria que acredite que el proyecto ha cumplimentado todos los requisitos necesarios para obtener por parte del ENRE el permiso de acceso a la red, y que el ENRE haya publicado la resolución correspondiente en el Boletín Oficial.

Al momento de ser presentado, el proyecto deberá contemplar en sus costos todas aquellas inversiones necesarias para realizar la conexión y su correcta operación en el punto de entrega técnicamente definido en los informes presentados y evaluados por el ENRE, CAMMESA o el transportista. Se deberán presentar estudios de impacto ambiental, sus modificaciones posteriores y las eventuales renovaciones de la habilitación ambiental con una declaración jurada en la que se manifieste que los equipos no contienen policloruros de bifenilos (PCBs), ni que se almacenarán dichos productos en el sitio.

Será necesario presentar un Reporte de Producción de Energía (RPE) que incluya la evaluación del recurso, su prospectiva y la generación eléctrica estimada para los primeros veinte años de vida de la central de generación. En el mismo se deberán indicar los datos con los que se cuenta para el desarrollo del proyecto, la estadística utilizada, las fuentes de información y realizar una caracterización ambiental y geográfica sintética del sitio (topografía, cobertura vegetal, régimen climático, etc.). El RPE deberá incluir mapas, planos y esquemas de la central de generación, especificando los criterios y herramientas utilizados para el diseño de planta. La estimación de la producción de energía esperada deberá tener en cuenta las características del recurso, horas de funcionamiento de la central de generación al

año y las respectivas curvas características, la estimación de pérdidas e incertidumbres asociadas a todo el proceso.

En caso de ser adjudicatarios, se debe constituir una garantía de cumplimiento del contrato, que deberá ser de US$ 250.000 por cada MW de potencia contratada de la central de generación. Será muy importante negociar la cláusula de salida del contrato. Cada año se establece el Factor de Incentivo, cuyo propósito es favorecer la pronta instalación y puesta en operación comercial de la central de generación mediante un incremento del precio adjudicado que mejora los ingresos y la situación financiera del proyecto.

En la licitación, primero se abren los sobres técnicos y luego, si esos fueron aceptados, se abren los sobres con la propuesta económica de cada oferta. Es importante aclarar que cada categoría tiene un precio máximo estipulado, que se encuentra en un sobre cerrado, es decir que los oferentes no saben cuál es ese precio máximo que el Gobierno estaría dispuesto a pagar por dicha energía. Este sobre se abre únicamente después de haber abierto todas las ofertas. (Domingo, Isikawa, Laguingue, Machicote, Marconi, 2018)

CAPÍTULO 3: LEYES Y RESOLUCIONES DE MERCADO ELÉCTRICO EN ARGENTINA

A continuación, se detallan las leyes, resoluciones y artículos más importantes que regulan el mercado eléctrico argentino y a sus jugadores, relevantes para el desarrollo del proyecto:

Ley N° 24.065. Sancionada el 19 de Diciembre de 1991 y promulgada parcialmente el 3 de Enero de 1992, establece el Régimen de la Energía Eléctrica para la generación, transporte y distribución de electricidad, también introduce modificaciones a la Ley N° 15.336.

ARTICULO 2º.- Fijanse los siguientes objetivos para la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad:

a) Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios

b) Promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo

c) Promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalación de transporte y distribución de electricidad

c) Regular las actividades del transporte y la distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables

d) Incentivar el abastecimiento, transporte, distribución y uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas

e) Alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad que se crea en el Artículo 54 de la presente ley, sujetará su accionar a los principios y disposiciones de la presente norma, y deberá controlar que la actividad del sector eléctrico se ajuste a los mismos.

ARTICULO 4º.- Serán actores reconocidos del Mercado Eléctrico Mayorista:

a) Generadores o productores, autogeneradores y cogeneradores

b) Transportistas

c) Distribuidores

d) Grandes Usuarios

e) Comercializadores

Ley N° 27.191. Sancionada el 23 de Septiembre de 2015 y promulgada el 15 de Octubre de 2015, introduce modificaciones a la Ley 26.190, Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica".

ARTICULO 4º.- Sustitúyense los incisos a) y b) del artículo 4 de la ley 26.190, "Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energia Eléctrica", por los siguientes:

a) Fuentes Renovables de Energía: Son las fuentes renovables de energía no fósiles idóneas para ser aprovechadas de forma sustentable en el corto, mediano y largo plazo: energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles, con excepción de los usos previstos en la ley

b) El límite de potencia establecido por la presente ley para los proyectos de centrales hidroeléctricas, será de hasta cincuenta megavatios (50 MW)

ARTÍCULO 8°.- Establécese que todos los usuarios de energía eléctrica de la República Argentina deberán contribuir con el cumplimiento de los objetivos fijados en la ley 26.190, modificada por la presente, y en el Capítulo II de esta ley, del modo dispuesto en este Capítulo.

A tales efectos, cada sujeto obligado deberá alcanzar la incorporación mínima del ocho por ciento (8 %) del total del consumo propio de energía eléctrica, con energía proveniente de las fuentes renovables, al 31 de Diciembre de 2017, y del veinte por ciento (20 %) al 31 de Diciembre de 2025. El cumplimiento de estas obligaciones deberá hacerse en forma gradual, de acuerdo con el siguiente cronograma:

1. Al 31 de Diciembre de 2017, deberán alcanzar como mínimo el ocho por ciento (8 %) del total del consumo propio de energía eléctrica
2. Al 31 de Diciembre de 2019, deberán alcanzar como mínimo el doce por ciento (12 %) del total del consumo propio de energía eléctrica

3. Al 31 de Diciembre de 2023, deberán alcanzar como mínimo el dieciocho por ciento (18 %) del total del consumo propio de energía eléctrica

4. Al 31 de Diciembre de 2025, deberán alcanzar como mínimo el veinte por ciento (20 %) del total del consumo propio de energía eléctrica

ARTICULO 9°.- Los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista y las Grandes Demandas que sean Clientes de los Prestadores del Servicio público de Distribución o de los Agentes Distribuidores, con demandas de potencia iguales o mayores a trescientos kilovatios (300 kW) deberán cumplir efectiva e individualmente con los objetivos indicados en el articulo precedente. A tales efectos, podrán autogenerar o contratar la compra de energía proveniente de diferentes fuentes renovables de generación a fin de cumplir con lo prescripto en este artículo. La compra podrá efectuarse al propio generador, a través de una distribuidora que la adquiera en su nombre a un generador, de un comercializador o comprarla directamente a CAMMESA bajo las estipulaciones que, para ello, establezca la Autoridad de Aplicación.

Los contratos suscriptos por los sujetos indicados en el párrafo anterior no podrán fijar un precio promedio mayor a ciento trece dólares estadounidenses o su equivalente en moneda nacional por cada megavatio-hora comercializado entre las partes (U$S 113/MWh). Cumplidos dos (2) años desde la entrada en vigencia de la reglamentación de la presente ley y hasta la finalización de la Segunda Etapa del Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica, la Autoridad de Aplicación podrá modificar el precio máximo establecido precedentemente si las condiciones de mercado lo justifican, aplicable para los nuevos contratos que se celebren.”

Resolución 1-2019, Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico: en esta resolución se establecen los esquemas de remuneración para cada tecnología y fuente de energía vigentes al día de la fecha:

ARTÍCULO 5°.- Establecer el esquema de remuneración de la Generación Habilitada Hidráulica (GHH) y a partir de otras fuentes de energía (GHR) de acuerdo a la metodología y remuneración definidas en el Anexo III “Remuneración de la Generación Habilitada Hidroeléctrica y a Partir de Otras Fuentes de Energía”.

La sección pertinente del anexo citado puede encontrarse en el Anexo L.

CAPÍTULO 4: ANÁLISIS DE CONTRATOS DE GENERACIÓN EN ENERGÍAS RENOVABLES

4.1. Precio por la energía generada No Convencional (PENC)

Para las fuentes no convencionales, el precio de venta en el mercado Spot se define mediante la Resolución 1 de la subsecretaría de energía eléctrica en el artículo 5 del Anexo III de la siguiente manera (Ministerio de Hacienda, 2019). Ver Anexo L del presente informe para más información.

La energía generada por Centrales de Generación Habilitadas que funcionan a partir de fuentes energéticas no convencionales (GHR) se le reconocerá por su energía generada un Precio de Energía No Convencional (PENC) establecido en 28 U$S/MWh.

4.2. Remuneración de la energía generada no convencional

La Remuneración de la Energía Generada No Convencional Mensual se obtiene por la integración horaria en el mes de la Energía Generada por el generador "g" en cada hora "h" [EGengh] por el Precio de Energía No Convencional (PENC) en esa hora.

$$REM\ ENC\ (\frac{\$}{mes}) = \Sigma\ (h, mes)(PENC \times Gengh) \tag{4.1}$$

Siendo:

- PENC: Es el Precio de Energía No Convencional (PENC) definido en el Punto 5.1 del Anexo III de la resolución.

La generación proveniente de plantas que funcionan a partir de fuentes energéticas no convencionales y que se encuentren en proceso previo a la habilitación Comercial, recibirá el

50 % de la remuneración indicada hasta alcanzar la habilitación referida (Ministerio de Hacienda, 2019).

Como energía no convencional, el suministro de energía a la red queda garantizado previa aprobación del proyecto.

4.3. Nodos de conexión

Se define el Nodo de Conexión como el punto de entrega operado por un prestador de la función de transporte donde el generador se compromete a entregar la energía eléctrica.

Los nodos poseen una capacidad instalada que depende de los transformadores, tableros y lugar físico disponibles y que limita la posibilidad de conexión de demanda e inyección de energía. A su vez, se define el término factor de nodo para caracterizar a cada punto de entrega.

4.3.1. Factor de Nodo

El Factor de Nodo (FNi) de un nodo ïçorresponde a las pérdidas marginales del transporte, y representa la relación entre el precio de la energía en el nodo y en el Mercado cuando los mismos se encuentran vinculados sin restricciones de Transporte, se obtiene a partir de la siguiente ecuación para cada nodo i existente:

$$FNi = 1 + (\frac{dPerd}{dPdi}) \tag{4.2}$$

Donde *dPerd/dPdi* es la derivada de las pérdidas de transporte respecto a la potencia de demanda del nodo i.

Para calcular esta derivada se modela la red de transporte de energía eléctrica y se simula una variación unitaria de demanda (*dPdi*) obteniéndose la variación de las pérdidas de transporte.

Para modelizar la red de transporte de energía eléctrica se utilizan los flujos de potencia en cada banda tarifaria en cada período estacional. Esto incluye la generación media prevista en el período estacional para cada central y la demanda.

En el marco del presente proyecto, por lo establecido en la Resolución 1-2019, debido a tratarse de una fuente de energía no convencional, el factor de nodo no afecta la remuneración percibida, fijándose el valor en moneda corriente de Estados Unidos (U$D).

4.4. Introducción a Renovar

Para el caso de las energías renovables, la metodología más difundida para entrar en un contrato a término es mediante una licitación RenovAr. La generación de energía mediante RSU se encuentra dentro de este plan y podría licitarse tanto en la tercera etapa del programa, MiniRen III, como en la cuarta proyectada para fin del año 2019, RenovAr 4. Según el tipo de proceso con el cual se valoren térmicamente los residuos sólidos urbanos, la categorización del proyecto bajo las condiciones de los pliegos del programa puede ser del tipo biogás o biomasa. Esta es una distinción sumamente importante para poder estimar el posible precio adjudicado para este proyecto bajo un programa RenovAr ya que estos varían en base a la tecnología utilizada.

4.5. Pliego de bases y condiciones de Renovar

En este inciso se pasan a detallar las bases y condiciones más relevantes de los programas RenovAr 2 y 3 (MiniRen). Dichos pliegos se utilizarán para entender cuáles son sus factores comunes y diferencias para inferir cuáles serán las bases y condiciones del pliego del futuro programa RenovAr 4.

Uno de los puntos más importantes a analizar es el precio adjudicado para los proyectos. En el programa Renovar 3 el precio se define en base al precio ofertado (PO) teniendo límites superiores en este aspecto en base a la tecnología utilizada (110 U$D/MWh para biomasa y 160 U$D/MWh para biogás). Estos valores se mantuvieron en el pliego de RenovAr 3 respecto del RenovAr 2 por lo que se considera que no hay perspectivas de cambio en este aspecto. En biomasa, biogás y biogás de relleno sanitario, el precio se puede ajustar al precio ofertado ajustado (POA). El POA es el PO - 5 U$S/MWh, donde estos 5 U$S se otorgan como premio si el oferente puede demostrar que está desplazando a una central térmica, es decir, si se dejan de generar los MWh ofertados porque el oferente cierra su operación térmica (operando bajo contrato “spot” o “a término”) o si con su entrada en operación reemplaza a un generador térmico que estaba operando en contrato a término. Esto no cambia cuánto le pagan al generador que se encuentra licitando, pero el gobierno subvenciona 5 U$S para hacer a este proyecto más competitivo en la licitación.

En el caso de RenovAr 2, la dinámica que propone el pliego posee algunas diferencias. En este caso, se definió un listado de puntos de interconexión disponibles con un factor de ajuste específico para cada nodo y relevando su tensión y límite de potencia. Nuevos nodos pueden ser propuestos según el pliego que deberán ser aprobados por CAMMESA quien determinará su factor de nodo por simulación. El PO se afecta por el factor de ajuste. Luego, el POA es el PO multiplicado por el factor de ajuste menos 0.005 U$S/MWh por cada día en que se adelante

el Plazo de Ejecución Ofertado respecto al Plazo de Ejecución Máximo.

En lo que respecta a garantías, estas son una parte importante del pliego para entender las cláusulas de salida. Para los programas RenovAr 3 (MiniRen) y RenovAr 2 se dispusieron las siguientes garantías:

1. RenovAr 3. La garantía es de 50.000 U$S por MW de potencia instalada. En caso de renuncia, se paga la garantía.
2. RenovAr 2. La garantía es de 50.000 U$S por MW de potencia instalada. En caso de renuncia, se paga la garantía. Hay garantías del Banco Mundial.

Las etapas y documentación necesarias para presentar una oferta de generación en el programa Renovar consisten, citando al documento (MiniRenovar Pliego, 2019), en:

En lo que se refiere a beneficios fiscales, los programas RenovAr 3 (MiniRen) y RenovAr 2 fijan los siguientes límites en este aspecto:

1. RenovAr 3. Límite total para Biomasa 1.125 MMU$S, para Biogás 2.025 MMU$S.
2. RenovAr 2. Límite total para Biomasa 1.5 MMU$S, para Biogás 2.75 MMU$S.

Ambos Renovar 2 y 3 aplican los beneficios fiscales de la Resolución EX del MEyM 72/2016. Esta resolución establece los siguientes beneficios:

A Devolución anticipada del impuesto al valor agregado (IVA). Se devuelve en forma anticipada todo el IVA en gastos de compra de bienes, servicios y/o ejecución de obras que integren el costo de las obras de infraestructura (desde la obtención del certificado de inclusión hasta la conclusión del referido).

B Amortización acelerada del impuesto a las ganancias.

C Compensación de quebranto con ganancias.

D Deducción de la carga financiera del pasivo financiero; no corresponde cuantificación a efectos impositivos.

E Exención del impuesto sobre la distribución de dividendos o utilidades.

F Certificado fiscal.

G Exención de derechos de importación.

Se debe colocar una garantía para los beneficios de devolución anticipado del IVA, la amortización acelerada del impuesto a las ganancias, la exención del impuesto a la ganancia mínima presunta y el certificado fiscal. En el Anexo B se detalla la resolución vigente.

Como conclusión de este inciso se destaca el hecho de que los PO de los programas estudiados se mantuvieron constantes, por lo tanto, se espera que en futuras licitaciones de RenovAr, estos valores se mantengan. La diferencia principal entre los pliegos recae en el factor de ajuste de precios. En este caso, se considerará que un futuro pliego tendrá características similares a las del programa RenovAr 3, con un POA solo basado en el PO y el desplazamiento de fuentes térmicas. los beneficios fiscales obtenidos por ambos programas son iguales y por lo tanto no hay perspectivas de cambio en este aspecto.

4.6. Precios de licitación en Renovar

Para estimar el potencial precio de venta de energía bajo la metodología de RenovAr, se utilizan los proyectos adjudicados en tecnologías similares como referencia.

Siguiendo las categorías propuestas por RenovAr y utilizando los precios licitados de biomasa, biogás de relleno sanitario y biogás de otras fuentes, se obtiene una gráfica de dispersión en la cual se evidencia que los proyectos de menor potencia obtienen mayores precios por MWh. A partir de esto, se puede empezar a elaborar la hipótesis de que el precio adjudicado es dependiente de la escala de la planta generadora propuesta, y se podría estimar un precio por el cual licitar según esta variable.

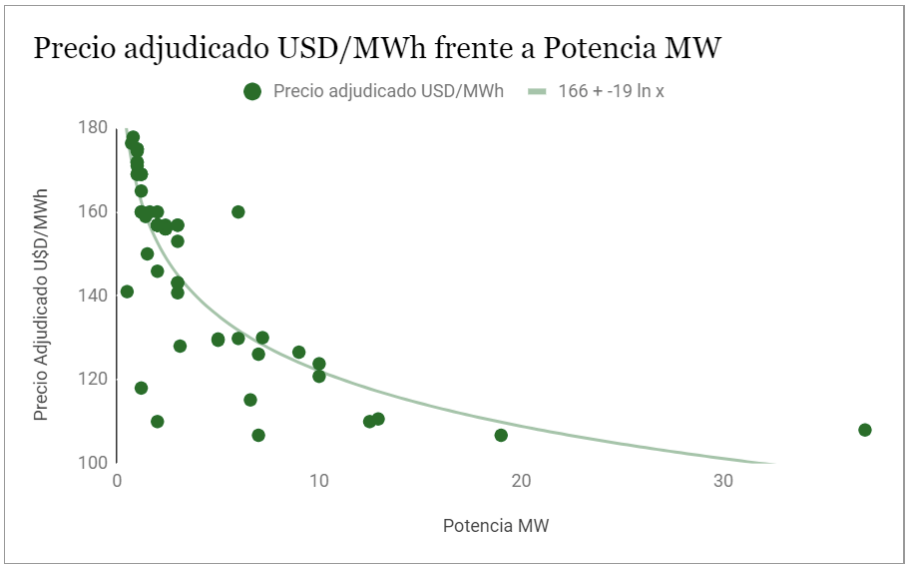


Figura 4.1: Dispersión de precios adjudicados en el programa RenovAr para proyectos de biomasa, biogás y biogás RS frente a su potencia.

Con un coeficiente de determinación (R^2) del 65,6 %, un modelo logarítmico ajusta a los 109 datos según la siguiente ecuación:

$$Precio\ adjudicado\ [U\$D/MWh] = 166 - 19\ ln\ (potencia\ generada\ [MW])$$

Figura 4.2: Ecuación de línea de tendencia para el precio adjudicado en base a su escala (Biomasa, biogás y biogás RS).

Pasando los datos a un histograma, se observa un comportamiento poco aproximable a una distribución conocida. Sin embargo, es importante destacar algunos estadísticos descriptivos. Los precios mínimos y máximos licitados fueron de 106,73 U$D/MWh y 177,85 U$D/MWh respectivamente. El precio medio licitado fue de 148,59 U$D/MWh y el desvío estándar de 21,34 U$D/MWh. Estos estadísticos ayudan a comprender cuál es un precio característico para el programa RenovAr en este tipo de tecnologías que, a priori, estará ligado a la escala de planta propuesta.

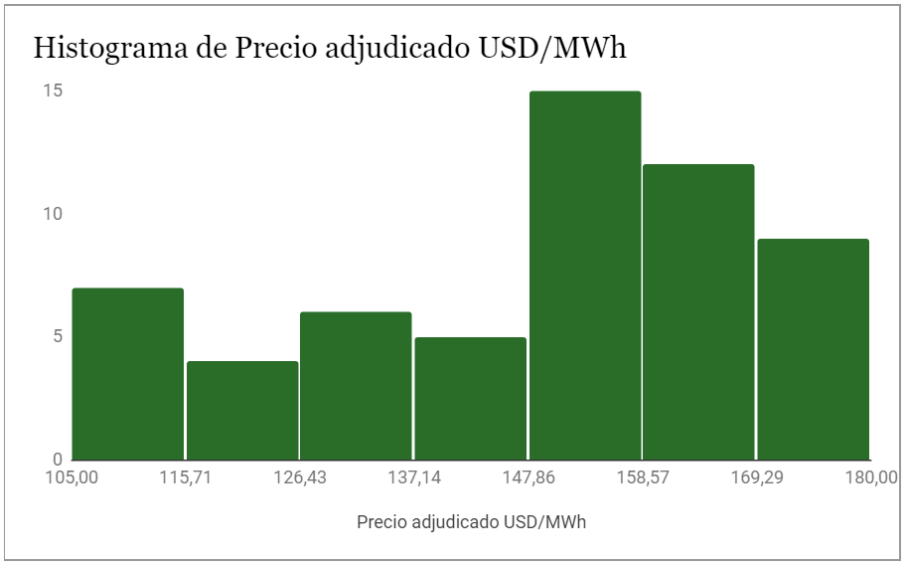


Figura 4.3: Histograma de precios adjudicados en el programa RenovAr para proyectos de biomasa, biogás y biogás RS frente a su potencia.

Para entender más en profundidad la composición de los precios de este mercado, se procede a analizar por separadas las licitaciones de Biogás y Biomasa. En el caso de Biogás a partir de rellenos sanitarios, solo se adjudicaron tres proyectos con valores de 129,4; 129,7 y 128 U$D/MWh.

En lo que respecta a los proyectos de Biogás, se destaca que los proyectos adjudicados son de pequeña escala. Todos los proyectos salvo el BG-526 de C.T. Avellaneda tienen una potencia generada menor o igual a 3 MW y precios licitados superiores a los de Biomasa. Se destaca el caso de BG-06 C.T. Biogás Ricardone que se licitó por un precio notoriamente inferior al resto

de los proyectos de las mismas características con un precio adjudicada de 118 U$D/MWh. Esto se ve reflejado en el histograma de los datos que presentan un valor medio de 161,97 U$D/MWh.

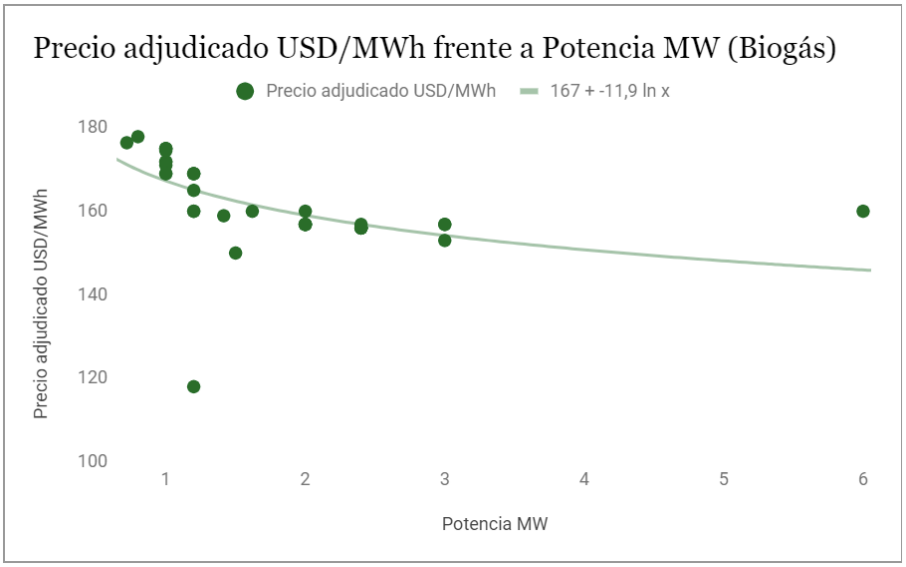


Figura 4.4: Gráfico de dispersión de precios adjudicados en el programa RenovAr para proyectos de biogás frente a su potencia.

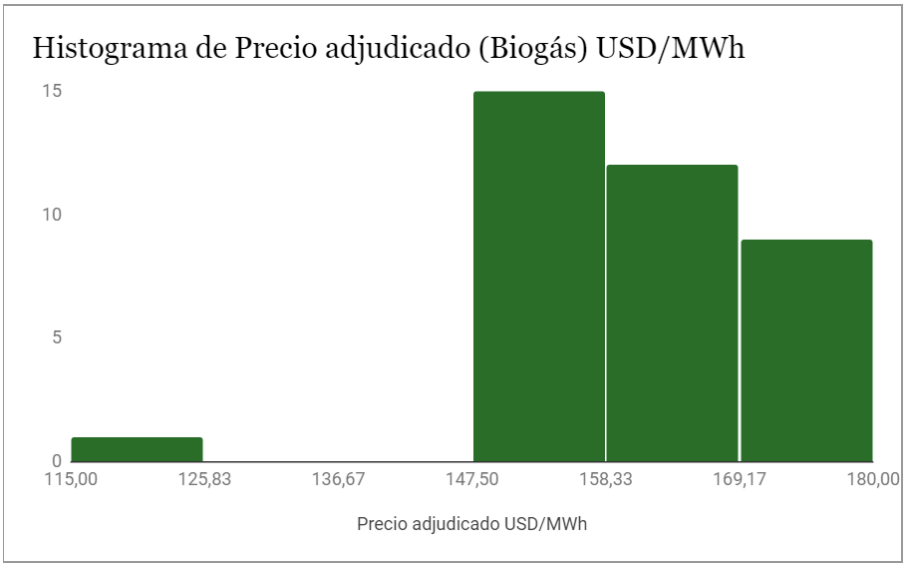


Figura 4.5: Histograma de precios adjudicados en el programa RenovAr para proyectos de biogás.

En el caso de los proyectos de biomasa, también se aprecia una relación inversa entre el precio licitado y la escala propuesta por el proyecto. Para este caso la curva de tendencia que mejor aproxima a los datos es la siguiente:

$$Precio\ adjudicado\ [U\$D/MWh] = 142 - 9{,}73\ ln\ (potencia\ generada\ [MW])$$

Figura 4.6: Ecuación de línea de tendencia para el precio adjudicado en base a su escala (Biomasa).

Esta curva será la que podrá ser utilizada como referencia para estimar el posible valor adjudicado para el proyecto tratado en base a su escala en un intervalo de confianza junto con la curva de biogás y a la tecnología adoptada para valorizar los residuos.

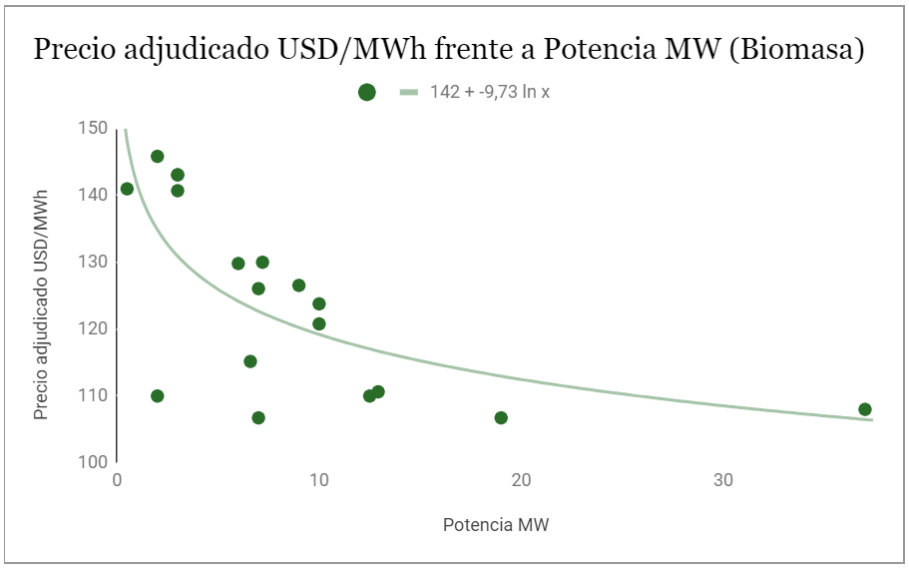


Figura 4.7: Dispersión de precios adjudicados en el programa RenovAr para proyectos de biomasa frente a su potencia.

Los datos de los proyectos de biomasa adjudicados en el programa RenovAr presentan un precio medio de 124,34 U$D/MWh con valores mínimos y máximos de 106,73 U$D/MWh y 145,86 U$D/MWh respectivamente y un desvío estándar de 14,07 U$D/MWh.

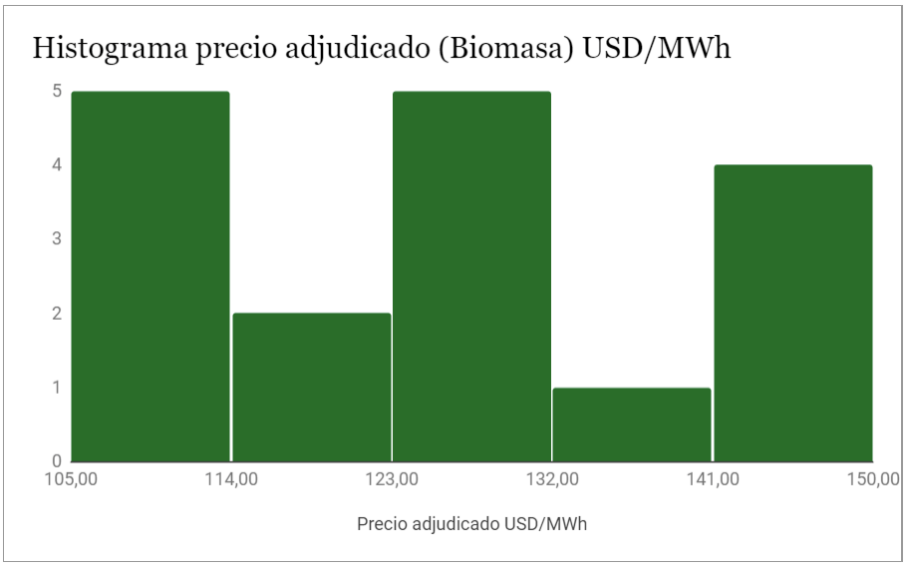


Figura 4.8: Histograma de precios adjudicados en el programa RenovAr para proyectos de biomasa.

En resumen, teniendo en cuenta las curvas obtenidas entre precios adjudicados del programa RenovAr para las distintas tecnologías frente a su escala y los precios máximos de licitación presentes en los pliegos actuales de RenovAr para cada tecnología, se puede estimar cual sería un precio a licitar para el proyecto en base a su tecnología y escala. Esto será analizado en profundidad conociendo la demanda proyectada posteriormente.

CAPÍTULO 5: PROYECCIONES DE MERCADO ELÉCTRICO

En el presente capítulo se establecen las proyecciones para cada tipo de generación (no renovable, térmica, base y renovable) y los escenarios identificados con mayor relevancia, dada la posición de la fuerza de ley. El desarrollo que llevó a esas conclusiones puede encontrarse en el anexo J.

5.1. Proyecciones de generación total

A partir de los modelos econométricos realizados en materia de generación eléctrica se los combinó para proyectar y diferenciar tanto generación renovable (diferencia entre generación total y generación no renovable) como generación base (energía hidráulica y nuclear, diferencia entre generación no renovable y generación térmica) hasta 2045.

Año	Forecast Gen. No Ren (GWh)	Forecast Gen. Tér. (GWh)	Forecast Gen. Base (GWh)	Forecast Gen. Ren. (GWh)
2019	144186	94678	49507	457
2020	147627	97620	50007	481
2021	151139	100621	50518	506
2022	154580	103562	51018	530
2023	157993	106479	51514	555
2024	161378	109372	52006	579
2025	164736	112242	52494	602
2026	168066	115088	52978	626
2027	171369	117911	53458	649
2028	174644	120710	53934	673
2029	177886	123481	54405	695
2030	181100	126228	54872	718
2031	184233	128905	55328	740
2032	187323	131546	55777	762
2033	190384	134162	56222	784
2034	193410	136748	56661	805
2035	196408	139311	57097	827
2036	199363	141836	57527	847
2037	202291	144339	57952	868
2038	205184	146811	58373	889
2039	208035	149248	58787	909
2040	210859	151661	59197	929
2041	213641	154039	59602	949
2042	216389	156388	60001	968
2043	219096	158701	60394	987
2044	221777	160993	60784	1006
2045	224416	163249	61168	1025

Tabla 5.1: Proyección de generación hasta 2045 para cada tipo de fuente.

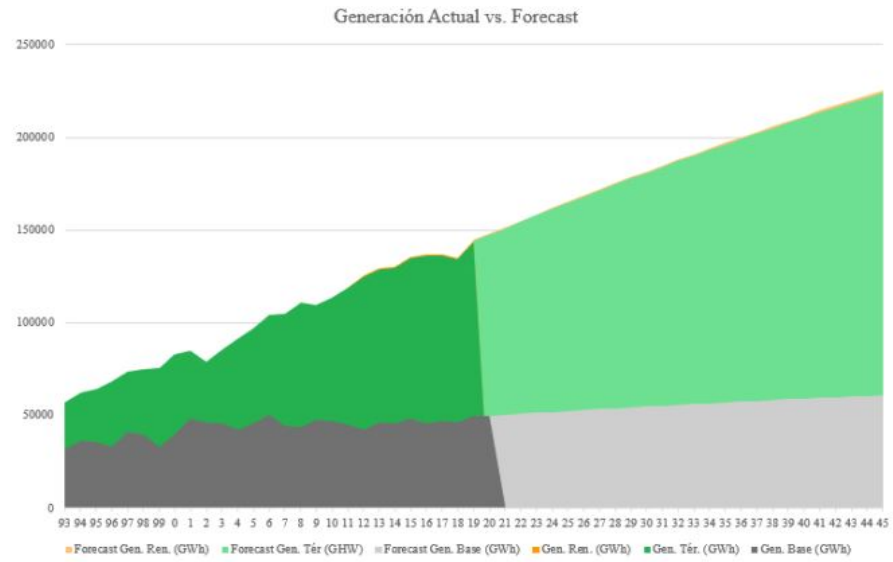


Figura 5.1: Proyección de generación hasta 2045 para cada tipo de fuente.

5.2. Escenarios de generación energética

Se prosiguió considerando los distintos escenarios de generación energética posibles. Se pueden considerar dos situaciones posibles: un escenario límite en el que se ejecuta lo dispuesto por la ley Nacional N° 27.191 y se alcanza el 20 % de generación renovable sobre la base total hacia 2025 (Ley N° 27.191, Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica, 2015), y otro escenario extremo en que no se fuerza esta mayor generación en energías renovables pero sí se respeta la puesta en funcionamiento de los proyectos ya adjudicados hasta RenovAr Ronda 3.

Para todos los escenarios, se prosigue a calcular un límite para la potencial capacidad que la central de valorización de residuos podría tener en términos de potencia. Para esto, se calcula la proyección teórica de energía a entregar al SADI por energías renovables. Luego, se estima la potencia representada por la energía a entregar al sistema. Finalmente, se considera la fracción de asignación histórica para proyectos RenovAr según tipo de fuente como puede verse en la Tabla 5.2, donde se calculó el porcentaje representado por cada energía por ronda de RenovAr y luego se estimó el promedio general para cada fuente (para el caso de RenovAr 3, al licitarse una potencia de energía eólica y solar en conjunto, se distribuyó este total según la ponderación obtenida en los dos programas anteriores).

	Eólica	Solar	PAH	Biomasa + Biogás
	RenovAr 1 + 1.5			
Potencia (MW)	1000	500	20	70
% Potencia	62,89%	31,45%	1,26%	4,40%
	RenovAr 2			
% Potencia	550	450	50	150
Potencia (MW)	45,83%	37,50%	4,17%	12,50%
	RenovAr 3			
Potencia (MW)	190	160	10	40
% Potencia	47,50%	40,00%	2,50%	10,00%
	Promedio General			
% Potencia	52,08%	36,32%	2,64%	8,97%

Tabla 5.2: Fracción adjudicada por tipo de fuente de energía para las rondas de RenovAr 1, 1.5, 2 y 3.

La fracción histórica antes mencionada se considera para las instancias de los escenarios que contemplan ejecución de RenovAr, hasta el año objetivo (2025). Para instancias donde no se contemple la ejecución de RenovAr, se considera la asignación a proyectos de energías renovables según potencia históricamente adjudicada previo a RenovAr; esta estimación puede verse en la Tabla 5.3 a continuación.

	Eólica	Solar	PAH	Biomasa + Biogás
Potencia (MW)	905	287	498	36
% Potencia	52,43%	16,63%	28,85%	2,09%

Tabla 5.3: Fracción adjudicada por tipo de fuente de energía según datos históricos previos a la ejecución de RenovAr.

5.2.1. Escenario de Generación Energética considerando fuerza de ley

Considerando una proyección de incremento en la generación eléctrica renovable lineal hasta llegar al 20 % en 2025, se calcula la cantidad de energía generada (en GWh) que debería sumarse año a año para cumplir este requerimiento. Considerando las proyecciones realizadas, hacia 2025 se espera una generación total de 165.338 GWh, de los cuales unos 33.068 GWh deberían corresponder a energía renovable. De esta forma, se considera un requerimiento a cubrir en energía renovable lineal hacia 2025, sobre los cuales ya hay proyectos adjudicados por 14.830 GWh (Convocatoria RenovAr Ronda 3, 2018) aproximadamente 4.466,5 MW de potencia.

Considerando una puesta en funcionamiento lineal hacia 2025 de los 14.830 GWh adjudicados, calculamos la cantidad de energía que quedaría a asignar para este escenario. Estimamos que, luego de la aplicación de la ley con la potencia deseada, se continuará con la tendencia de crecimiento anual antes estimada en la regresión. A su vez, teniendo en cuenta

que debe respetarse la generación total de energía proyectada en función del avance de la demanda, al incrementar la generación en renovables debe disminuirse la energía inyectada por alguna de las otras fuentes respecto del forecast original. En este sentido, se considera que la disminución se dará más fuertemente en las fuentes de generación con mayor LCOE y menos necesidad de funcionamiento continuo (no puramente de base). A partir del criterio mencionado, se considera el escenario con una reducción en la generación térmica, la cual tiene un LCOE promedio mayor a la de energía hidráulica y similar a la nuclear, la que se consideró que no variaría por su requerimiento de continuidad y por contar con una operación principalmente estatal.

A continuación, presentamos el gráfico de generación proyectada por fuente, teniendo en cuenta la aplicación de la Ley N° 27.191.

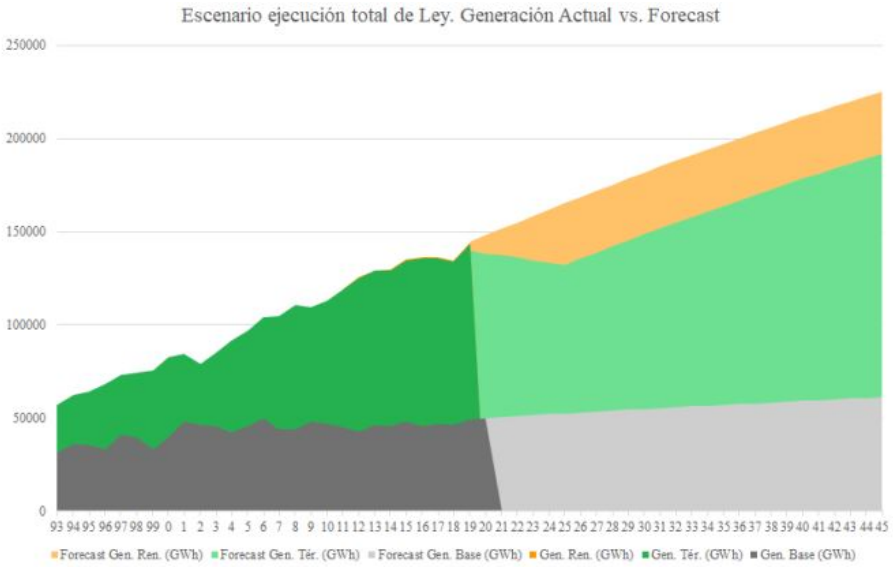


Figura 5.2: Proyección de generación actual y proyección en un escenario contemplando la ejecución de la ley.

A continuación, se calcula el requerimiento de energía (GWh) para cubrir lo proyectado por fuerza de ley, descontando los proyectos ya adjudicados a instalar (14.830 GWh a 2021). Para el paso de energía a inyectar al sistema (GWh) a potencia instalada (MW), se consideró el factor de utilización contemplado en la última convocatoria a RenovAr (Convocatoria RenovAr Ronda 3, 2018), donde 14830 GWh de renovables representan 4466,5 MW de potencia instalada.

Año	Forecast Gen. Ren. (GWh)	Acumulado adjudicado (GWh)	Requerimiento Gen. Ren. (GWh)	Requerimiento Gen. Ren. (MW)
2019	5011	5278	-267	-80,49
2020	9687	10222	-534	-160,97
2021	14363	15165	-802	-241,46
2022	19039	15165	3874	1166,89
2023	23715	15165	8550	2575,23
2024	28392	15165	13227	3983,58
2025	33068	15165	17903	5391,93
2026	33091	15165	17926	5399,03
2027	33115	15165	17950	5406,07
2028	33138	15165	17973	5413,05
2029	33161	15165	17996	5419,96
2030	33184	15165	18019	5426,82
2031	33206	15165	18041	5433,49
2032	33228	15165	18063	5440,08
2033	33249	15165	18084	5446,61
2034	33271	15165	18106	5453,06
2035	33292	15165	18127	5459,45
2036	33313	15165	18148	5465,75
2037	33334	15165	18169	5471,99
2038	33354	15165	18189	5478,16
2039	33374	15165	18209	5484,24
2040	33394	15165	18229	5490,26
2041	33414	15165	18249	5496,19
2042	33433	15165	18268	5502,05
2043	33452	15165	18287	5507,82
2044	33471	15165	18306	5513,53
2045	33490	15165	18325	5519,16

Tabla 5.4: Proyección de la generación renovable, puesta en funcionamiento de proyectos adjudicados a la fecha y requerimiento de generación (en energía y potencia) contemplando la ejecución de la ley.

De esta forma, podemos concluir que, bajo este escenario, tenemos un requerimiento estimado de instalación de potencia en fuente renovable de -80,49 MW en 2019 a 5519,16 MW a 2045. Luego, considerando las fracciones históricamente asignadas en RenovAr por fuente de energía hacia 2025 (Tabla 5.2) y las fracciones históricamente asignadas en proyectos previos a RenovAr (Tabla 5.3) para la proyección desde 2026 en adelante, se estima el siguiente requerimiento de potencia disponible por tipo de fuente renovable.

Requerimiento de Potencia (MW)				
Año	Eólica	Solar	PAH	Biomasa y biogás
2019	-41,92	-29,23	-2,12	-7,21
2020	-83,83	-58,47	-4,25	-14,42
2021	-125,75	-87,70	-6,37	-21,63
2022	607,72	423,81	30,81	104,55
2023	1341,18	935,33	67,99	230,74
2024	2074,65	1446,84	105,17	356,93
2025	2808,12	1958,35	142,35	483,12
2026	2811,84	1959,53	144,40	483,26
2027	2815,53	1960,70	146,43	483,41
2028	2819,19	1961,86	148,44	483,56
2029	2822,82	1963,01	150,44	483,70
2030	2826,41	1964,15	152,41	483,84
2031	2829,91	1965,26	154,34	483,98
2032	2833,36	1966,36	156,24	484,12
2033	2836,79	1967,44	158,12	484,26
2034	2840,17	1968,51	159,98	484,39
2035	2843,52	1969,58	161,83	484,53
2036	2846,82	1970,62	163,65	484,66
2037	2850,10	1971,66	165,45	484,79
2038	2853,33	1972,69	167,23	484,92
2039	2856,52	1973,70	168,98	485,04
2040	2859,67	1974,70	170,72	485,17
2041	2862,78	1975,68	172,43	485,29
2042	2865,86	1976,66	174,12	485,41
2043	2868,88	1977,62	175,79	485,53
2044	2871,88	1978,57	177,43	485,65
2045	2874,83	1979,50	179,06	485,77

Tabla 5.5: Proyección de requerimiento de potencia renovable, por fuente, contemplando la ejecución de la ley.

De esta forma, podemos observar que hacia 2019 el requerimiento de potencia instalada es de -7,21 MW para la categoría de waste-to-energy, es decir, ya está cubierto por la adjudicación realizada a la fecha que se considera en operación para esta instancia. El valor presentado es negativo (y no nulo) debido a que se consideró linealidad en el requerimiento de energía inyectada al sistema para cumplir con los requisitos de la ley hacia 2025 y también se consideró lineal la entrada en operación de las plantas ya adjudicadas por RenovAr, siendo la pendiente de la segunda proyección mayor a la de la primera. Continuando con el análisis, hacia 2022 se requiere una potencia instalada de 104,55 MW, que llega a ser de 485,77 MW hacia 2045. Considerando que la adjudicación de proyectos RenovAr para la categoría Biomasa y Biogás suele darse entre dos y cuatro años previos a su entrada en operación, los 104,55 MW a tener instalados en 2022 son potencialmente adjudicables en las próximas rondas, ya sea a RenovAr 4 a diciembre 2019 o en llamados hacia 2020.

5.2.2. Escenario de generación energética sin aplicación de ley

Para este escenario, no se considera ningún tipo de adjudicación futura a través de la Ley N° 27.191, es decir, considerando la entrada en funcionamiento hacia 2021 de los proyectos ya adjudicados y que, luego, generación renovable a cubrir para próximos años será la tensionada únicamente por los requerimientos de demanda históricos, sin forzar un escenario favorecido por incentivos a la generación renovable en particular.

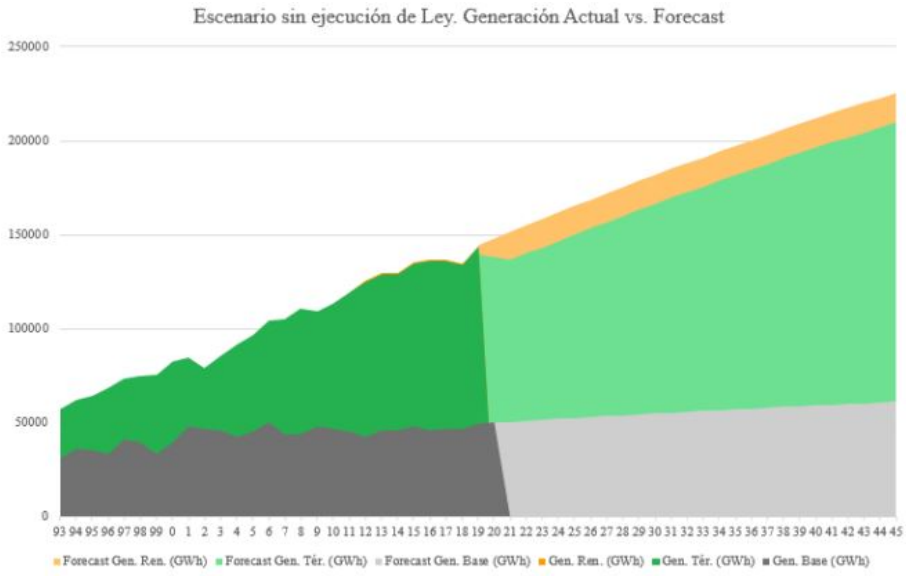


Figura 5.3: Proyección de generación actual y forecast en un escenario contemplando la no ejecución de la ley.

A continuación, calculamos el requerimiento de energía (GWh) para cubrir lo proyectado en renovables, considerando la entrada al sistema de lo adjudicado hasta 2021 y luego una tendencia de entrada al sistema según la regresión original.

Año	Forecast Gen. Ren. (GWh)	Acumulado adjudicado (GWh)	Requerimiento En. (GWh)	Requerimiento Estimado Pot. (MW)
2019	5278	5278	0	0
2020	10222	10222	0	0
2021	15165	15165	0	0
2022	15189	15165	24	7
2023	15214	15165	49	15
2024	15237	15165	72	22
2025	15261	15165	96	29
2026	15285	15165	120	36
2027	15308	15165	143	43
2028	15331	15165	166	50
2029	15354	15165	189	57
2030	15377	15165	212	64
2031	15399	15165	234	71
2032	15421	15165	256	77
2033	15443	15165	278	84
2034	15464	15165	299	90
2035	15485	15165	320	97
2036	15506	15165	341	103
2037	15527	15165	362	109
2038	15548	15165	383	115
2039	15568	15165	403	121
2040	15588	15165	423	127
2041	15607	15165	442	133
2042	15627	15165	462	139
2043	15646	15165	481	145
2044	15665	15165	500	151
2045	15684	15165	519	156

Tabla 5.6: Proyección de generación actual y forecast en un escenario contemplando la no ejecución de la ley.

De esta forma, podemos concluir que, bajo este escenario, tenemos un requerimiento estimado de instalación de potencia en fuente renovable nulo en 2019 a 156 MW a 2045. Luego, considerando las fracciones históricamente asignadas en RenovAr por fuente de energía hacia 2025 (Tabla 5.6) y las fracciones históricamente asignadas en proyectos previos a RenovAr (Tabla 5.4) para la proyección desde 2026 en adelante, se estima el siguiente requerimiento de potencia disponible por tipo de fuente renovable.

Requerimiento de Potencia (MW)				
Año	Eólica	Solar	PAH	Biomasa y biogás
2019	0,00	0,00	0,00	0,00
2020	0,00	0,00	0,00	0,00
2021	0,00	0,00	0,00	0,00
2022	3,82	2,66	0,19	0,66
2023	7,61	5,31	0,39	1,31
2024	11,37	7,93	0,58	1,96
2025	15,10	10,53	0,77	2,60
2026	18,82	11,71	2,81	2,75
2027	22,51	12,88	4,85	2,89
2028	26,17	14,04	6,86	3,04
2029	29,80	15,19	8,85	3,18
2030	33,39	16,33	10,83	3,32
2031	36,89	17,44	12,76	3,46
2032	40,35	18,54	14,66	3,60
2033	43,77	19,62	16,54	3,74
2034	47,15	20,69	18,40	3,87
2035	50,50	21,76	20,25	4,01
2036	53,80	22,80	22,07	4,14
2037	57,08	23,84	23,87	4,27
2038	60,31	24,87	25,65	4,40
2039	63,50	25,88	27,40	4,52
2040	66,66	26,88	29,14	4,65
2041	69,77	27,87	30,85	4,77
2042	72,84	28,84	32,54	4,89
2043	75,86	29,80	34,20	5,01
2044	78,86	30,75	35,85	5,13
2045	81,81	31,69	37,48	5,25

Tabla 5.7: Proyección de requerimiento de potencia renovable, por fuente, contemplando la no ejecución de la ley.

Así, podemos observar que hacia 2019 el requerimiento de potencia instalada es de nulo para la categoría de waste-to-energy, es decir, ya está cubierto por la adjudicación realizada a la fecha que se considera en operación para esta instancia. Luego, hacia 2022 se requiere una potencia instalada de 0,66 MW, que llega a ser de 5,25 MW hacia 2045.

5.3. Conclusión sobre los escenarios presentados

Como corolario del análisis realizado sobre los escenarios de operación con y sin ejecución de la Ley N° 27.191, podemos resaltar distintos puntos:

- De ejecutarse completamente el Programa RenovAr, la potencia instalada que podría ser

adjudicada a waste-to-energy para operar en 2022 es de 104,55 MW, lo cual significa una excelente oportunidad para ingresar con un proyecto de este tipo con un nivel de potencia igual o inferior a esta magnitud.

- De presentarse un escenario intermedio, con una ejecución parcial del Programa RenovAr, simplemente cubrir con los requerimientos de potencia hacia 2022 en tecnologías biomasa y biogás (104,55 MW) será potencialmente suficiente para ingresar con un proyecto de las características del presentado en este informe.
- De no ejecutarse el Programa RenovAr, sólo poniendo en funcionamiento los proyectos ya adjudicados a la fecha, la potencial entrada de un jugador de la categoría de biomasa y biogás sería muy dificultosa; esto se debe principalmente a los costos de operación relativos a otros jugadores y el desincentivo de operar en Spot (y la necesidad de continuidad de un programa a término como RenovAr), lo que puede evidenciarse estadísticamente con el bajo valor proyectado de requerimiento de potencia de este tipo para próximos años.

CAPÍTULO 6: ESTRATEGIAS DE ENTRADA

Habiendo realizado un análisis exhaustivo del mercado eléctrico es posible identificar escenarios tanto para el precio de la energía a proveer como de la cantidad requerida. Es importante considerar estos factores pues determinarán de qué manera se desea ingresar en el mercado eléctrico.

El parámetro más importante a la hora de definir esto es saber si se ingresará al mercado spot o a término. En función de lo suscrito más arriba se encuentran las siguientes diferencias:

Mercado Spot

- Precio: ronda los 28 U$S/MW. En este caso se estaría compitiendo contra los demás generadores tanto convencionales como no convencionales, pero por ser generadores no convencionales se cuenta con prioridad de entrada lo cual garantiza la entrada a la red y demanda constante. Sin embargo, el precio puede variar y se convierte en un factor de riesgo.
- Cantidad de energía demandada: según lo proyectado para la demanda de energía eléctrica en Argentina y su crecimiento sostenido, sumado a que no se es un mercado exportador, hay demanda a suplir mayor a 100 MW que supera con creces la cota superior de la energía que este proyecto pudiera llegar a producir. Esto hace que en el caso práctico pueda tomarse que habrá una parte compradora para toda la energía que se desee alocar.

Mercado a término

En este caso, según lo explicado más arriba, se determina precio, cantidad y tiempo de provisión con un cliente en particular. Sin embargo, por la naturaleza de este proyecto se encuentra que se puede licitar en un pliego RenovAr lo cual determina un potencial contrato a término con el estado en el marco del programa mencionado, lo que establece significativos beneficios para el generador. No se ve como un escenario probable la firma de un contrato a término con un demandante que no sea el estado.

- Precio escenario 1: en este caso el precio más bajo adjudicado para proyectos de biomasa está por sobre los 102 U$S/MW. No solo este valor es ampliamente superior al mencionado en el mercado Spot, sino que también es similar al LCOE y, lo más importante, está fijado en el contrato por lo que no es un factor de variabilidad.

- Precio escenario 2: en este caso el precio adjudicado para proyectos de biogás ronda los 160U$S/MW. Este valor es superior al del escenario 1, y si supera con creces al LCOE. El precio está fijado en el contrato y no es un factor de variabilidad.

- Cantidad de energía demandada: al involucrarse en un contrato a término la energía demandada queda definida en el contrato al momento de la firma. Sin embargo, el pliego RenovAr actualmente impone un tope de 10 MW por proyecto que licita. Por un lado esto afecta la escala y funciona como una restricción a la hora de dimensionar y, por el otro, al ser un contrato fijo la demanda deja de ser un factor de variabilidad. Cabe destacar que por la manera en que los pliegos han sido generados históricamente (primero pruebas más pequeñas y luego de mayor envergadura) se espera que la próxima licitación de RenovAr aumente la potencia máxima a suministrar por este tipo de proyectos

CAPÍTULO 7: TRATAMIENTO DE RESIDUOS EN ARGENTINA, ENFOQUE EN BUENOS AIRES

La producción de basura en la Argentina se ubica en torno a los 1,36 kilos per cápita por día, lo que agregándolo en la población total suman aproximadamente 45.000 toneladas diarias o 16,5 millones por año. La composición de los residuos varía de distrito a distrito dependiendo de las actividades y la población que viva en cada uno. Para la ciudad de Buenos Aires los datos son los siguientes:

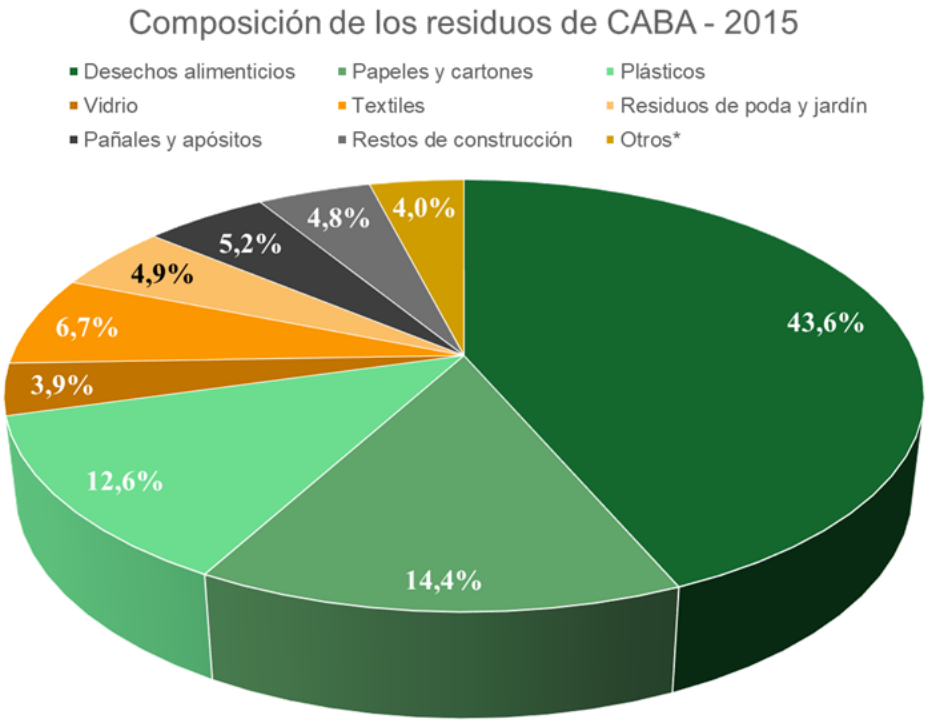


Figura 7.1: Composición de los residuos generados en CABA. 2015.
(FIUBA - CEAMSE, 2015)

En la ciudad de Buenos Aires se generan por día 6.000 toneladas, de los cuales un 20 % es reciclado. Tomando el área metropolitana, la generación diaria de residuos sólidos urbanos es de 19.200 toneladas. En una sección posterior se estudiará la calidad de los residuos en AMBA.

7.1. Gestión actual de los RSU

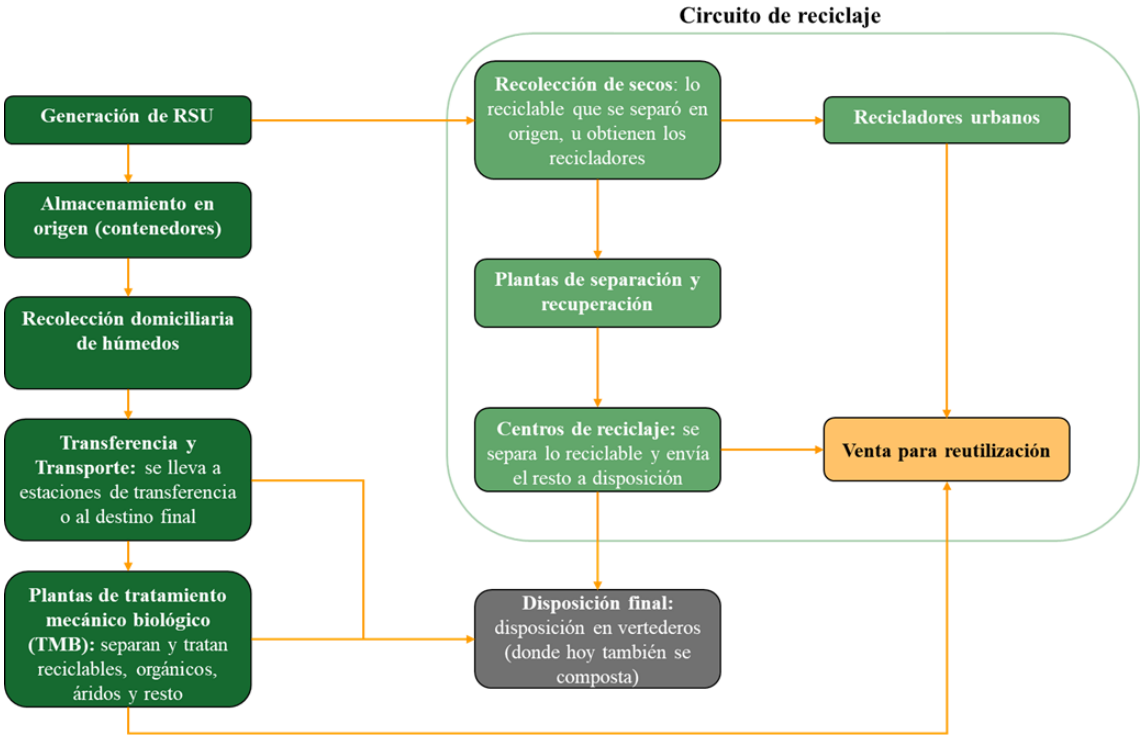


Figura 7.2: Diagrama de gestión actual de Residuos sólidos urbanos en CABA & AMBA.

Un esquema aproximado del sistema actual de gestión de residuos tanto en CABA como en AMBA se muestra en la Figura 7.2. En este, puede observarse que la basura puede conllevar dos procesos diferentes.

Inicialmente el residuo se genera (en la zona que corresponda) y se almacena en origen, por lo general son contenedores o cestos de basura afuera de las edificaciones. Hay parte de los residuos que son especialmente recolectados (por ejemplo, áridos que son restos de construcción y no son dispuestos en los contenedores). Dependiendo los distritos, aquí puede hacerse una separación de residuos secos (aquellos que son reciclables) del resto de residuos.

Realizado este paso, los RSU siguen uno de los siguientes procesos.

- Recolección de residuos secos (reciclables): los residuos que fueron separados en origen, o través de recuperadores urbanos (popularmente llamados “cartoneros”) que separan residuos en los contenedores, son recolectados. Si los que recolectan son los recuperadores, entonces estos se encargan de su posterior venta a empresas que harán re-uso de estos materiales. Si lo recolectado se lleva a cabo por empresas encargadas de residuos secos y reciclaje de los RSU, entonces estos son enviados a plantas de separación y recuperación donde estos residuos son separados según su tipo (áridos,

PET, papel, etc.) y son enviados a centros de reciclaje. En estos centros, se hará uso de los materiales según el tipo y serán vendidos o re-utilizados.

- Los residuos que no fueron separados, son recolectados por el sistema de recolección municipal (en general con una frecuencia diaria) y luego son transportados en su mayoría a los centros de transferencia (centros donde se almacena basura recolectada en las cercanías y se traspasa a camiones de mayor tamaño) para ser posteriormente enviados a los lugares de disposición final. En algunos distritos la basura es enviada directamente de la recolección a los centros de disposición final. Parte de los residuos son transferidos a plantas de tratamiento mecánico-biológico, donde se separa y recicla la mayor cantidad de RSU posible, dando como residuos a aquellos que no pueden ser reciclados.

7.2. Vertederos de Basura en AMBA

En la actualidad, CEAMSE tiene en etapa de post cierre el Relleno Sanitario Bancalari y los Complejos Ambientales Norte I, Norte II y Villa Domínico. Asimismo, CEAMSE maneja el complejo Norte III, el cual recibe aproximadamente 15.000 toneladas de residuos por día procedentes de la mayor parte de los municipios del AMBA y también de CABA. Según estimaciones del organismo, a este nivel de recepción de basura, el vertedero se llenará en 11 años. (CEAMSE, 2017a)

7.3. Matriz de tratamiento en CABA y AMBA

El destino de los RSU se divide en cuatro tipos: reciclado, compostaje o tratamiento orgánico, valorización térmica y relleno sanitario.

Actualmente la matriz para CABA y AMBA se compone de la siguiente manera:

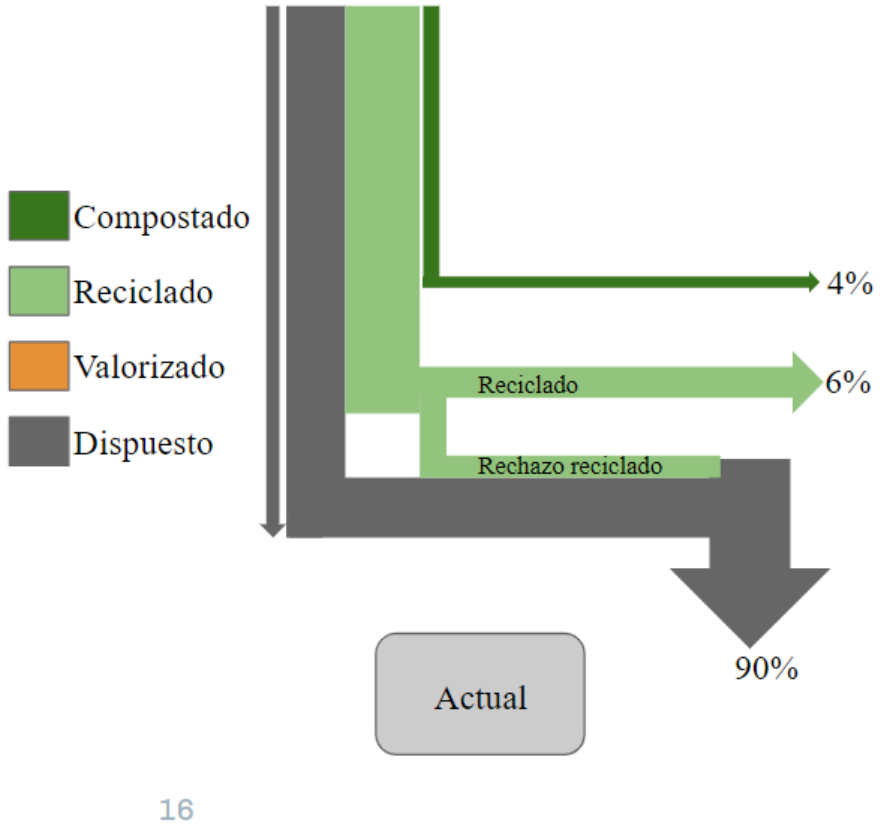


Figura 7.3: Matriz de gestión de residuos actual.

7.4. Costos logísticos: cómo se transportan los residuos en Argentina

La gestión integral de los residuos domiciliarios en Argentina está regida por la Ley N° 25.916, que establece todos los pasos desde la generación hasta la disposición final incluyendo el transporte intermedio (Congreso de la Nación, 2004)

Etapas identificadas:

1. Generación y disposición inicial
2. Recolección y transporte
3. Tratamiento
4. Transferencia y disposición final

La etapa 1 es responsabilidad de los habitantes de la ciudad, y la disposición puede ser general (sin separación de residuos) o selectiva (con clasificación y separación en origen). 19 de los 25 partidos que componen AMBA y CABA, realizan separación en origen.

La etapa 2 es responsabilidad de los municipios. Se identifican 25 municipios, incluyendo el de la Ciudad de Buenos Aires, en toda el área metropolitana.

De acuerdo al estudio "Diagnóstico de la Gestión Integral de Residuos Sólidos Urbanos en la Argentina" realizado por el Banco Mundial en todo el país entre 2010 y 2014, los municipios no poseen una idea acabada acerca del costo de recolectar la basura y no se encuentra una tendencia clara. Sin embargo, considerando el tamaño de los municipios podemos tomar un rango de valores entre 40 U$D y 60 U$D para el costo de recolección, pudiendo desglosarlo por tamaño municipal si fuera necesario.

TAMAÑO MUNICIPAL (HABITANTES)	COSTO PROMEDIO DE RECOLECCIÓN POR TONELADA RECOLECTADA (U$D/TON)
Menos de 9.999	61,7
10.000 - 49.999	39,4
50.000 - 99.999	41,1
100.000 - 199.999	79,6
200.000 - 499.999	51,6
500.000 - 999.999	58,9
Más de 1.000.000	42,1

Tabla 7.1: Costo de recolección de residuos según tamaño poblacional. Fuente: Proyecto GIRSU.

Hay algunas consideraciones que deben tenerse en cuenta acerca de esa medición. En primera instancia, esta fue hecha en un período extendido de tiempo y la metodología consistía en dar talleres, calcular los estimados de recolección por tonelada recolectada y utilizar el tipo de cambio del día del taller. Entre 2010 y 2014 se identificaron eventos que afectaron el tipo de cambio: la introducción del cepo cambiario y la devaluación posterior en 2014. En esos años el mercado paralelo cambiario conducía gran parte de las operaciones cambiarias de particulares y fijaba un nuevo precio del dólar diferente, que reflejaba con mayor fidelidad la variación de poder de compra de la moneda local. La diferencia de precio del bien entre ambos mercados llegó a superar el 50 %.

De todas maneras, este es el único estudio encontrado respecto de este tema y si bien no permite calcular con precisión el valor de recolección por tonelada, nos permite tener una estimación del orden de magnitud de los valores que debemos considerar para la recolección.

Los residuos, luego de la generación, pueden seguir dos caminos: ser recolectados por la

municipalidad incurriendo en los costos mencionados más arriba, o ser tomados por los recicladores urbanos. Los recicladores urbanos son trabajadores encargados de separar a mano la basura dispuesta por los hogares, separando los artículos reciclables y agrupándolos. Luego, dichos elementos son trasladados a plantas destinadas a tal fin o vendidos en un mercado específico; a los efectos de este proyecto, lo importante es que son RSU que entran en otro circuito y no llegan a ser recolectados por las municipalidades. Los recicladores urbanos resuelven, a través de su actividad, una problemática laboral compleja, e indirectamente benefician al medio ambiente.

En caso de la recolección por parte de las municipalidades, luego de la recogida en vehículos destinados para tal fin (normalmente camiones) la basura posee dos caminos: puede dirigirse a estaciones de transferencia que tienen el propósito de compactarla para luego alimentar vehículos de gran porte que la llevarán a su destino final, o llegar al centro de separación sin haber sido transferida.

A modo de ejemplo para las estaciones de transferencia, se identificó que el CEAMSE opera 5 de estas estaciones: Colegiales, Pompeya, Flores, Zavaleta y Almirante Brown. Esta operación reduce principalmente costos e inconvenientes logísticos.

Llegada la etapa de tratamiento, hay dos caminos posibles: puede realizarse una separación de basura que preceda eventualmente la valorización térmica, o puede ir a disposición final directa. En este caso, el CEAMSE cuenta con un planta de Tratamiento Mecánico Biológico (TMB) que procesa aproximadamente 1.250 toneladas/día y está situada en el complejo Norte III, en tanto que en total se generan 19.000 toneladas/día y en el complejo Norte III se disponen 13.000 toneladas/día. Haciendo foco en el complejo Norte III (el más grande del CEAMSE), entonces, 11.750 toneladas/día van a disposición final sin un fuerte tratamiento previo.

En la etapa de transferencia y disposición final, el residuo llega al relleno sanitario. En este caso se identifican varios complejos ambientales de relleno sanitario operados por CEAMSE, pero según lo visto en la sección ‘Vertederos de Basura en AMBA’, el único que no está en estado de post cierre y el que por ende tiene un horizonte temporal razonable para plantear el proyecto es Norte III. Para que los residuos sean recibidos en el CEAMSE las municipalidades deben pagar un canon o tipping fee, que está establecido para Abril 2019 en $1560/ton+IVA, lo cual implica 40 U$D/ton. Este valor es consistente con el tipping fee relevado por el Banco Mundial en el año 1991 (C. R. Bartone, Leite, Triche, & Schertenleibl, 1991).

7.5. Generación de residuos en CABA y AMBA

La producción de residuos se ubica actualmente en 1,36 kg per cápita. Según la proyección del INDEC, la población actual de CABA y el AMBA es de 20,3 millones de personas. Del producto de ambos factores se arriba a la producción diaria de RSU de 27.600 ton. De este total, parte son reciclados, tanto en origen como por recicladores urbanos y los centros municipales de reciclado, entre otros; y una fracción mayoritaria es enviada a los centros de disposición de residuos.

CAPÍTULO 8: CALIDAD DE RESIDUOS

Estudios se han llevado a cabo para poder hacer cuenta de la composición física de los RSU. Estos fueron realizados en la ciudad de Buenos Aires. La calidad de los residuos varía según diferentes factores, entre ellos los dos más importantes son el nivel socioeconómico (NSE) segmentado en alto, medio-alto, medio, medio-bajo y bajo; y el uso de suelo dividido en zonas centrales, residenciales, residenciales/comerciales y residenciales/industriales. Para el año 2015 la composición de los RSU en CABA fue como se exhibió en la figura 7.1. (FIUBA - CEAMSE, 2015)

De estos, aquellos componentes de mayor relevancia para la valorización térmica son:

- Desechos alimenticios
- Papel y cartón
- Plástica
- Materiales textiles
- Pañales descartables y apósitos

Los materiales como el vidrio o materiales de construcción deberán ser separados de los residuos pues no pueden transformarse en energía en ninguno de los diferentes procesos de valorización que se están estudiando. Asimismo, provocan desechos no deseados (ejemplo, vidrio fundido) que son detrimentales para el proceso.

En el Anexo L puede observarse un desglose mayor de los componentes físicos en los RSUs.

Es importante destacar que la composición física de los residuos ha sufrido variaciones sustanciales a lo largo de los años por diversos factores, principalmente explicados por la variación de los principales factores mencionados previamente, NSE y uso de suelo. Más adelante se hará una proyección sobre cómo variarán estas composiciones a lo largo de los años.

En la siguiente tabla puede observarse cómo es la composición de los residuos según el nivel socioeconómico predominante en la zona:

	Alto y Medio Alto	Medio	Medio Bajo	Bajo
	A	B	C	D
Componentes	%P/P	%P/P	%P/P	%P/P
Papeles y Cartones	16,0%	14,7%	13,3%	10,7%
Plásticos	13,8%	13,4%	10,3%	10,9%
Vidrio	3,6%	4,1%	4,1%	2,7%
Metales Ferrosos	0,8%	1,4%	1,5%	1,2%
Metales No Ferrosos	0,4%	0,5%	0,2%	0,6%
Materiales Textiles	2,1%	4,3%	8,0%	5,6%
Madera	0,9%	0,8%	1,7%	1,3%
Goma, cuero, corcho	1,3%	0,8%	1,0%	0,7%
Pañales Descartables y Apósitos	5,4%	5,3%	5,1%	4,6%
Materiales de Construcción y Demolición	6,5%	4,6%	2,3%	8,9%
Residuos de Poda y Jardín	3,5%	4,3%	7,6%	4,9%
Residuos Peligrosos	0,1%	0,5%	0,2%	0,0%
Residuos Patógenos	0,5%	0,6%	0,1%	0,0%
Medicamentos	0,1%	0,8%	0,00%	0,0%
Desechos Alimenticios	44,3%	42,4%	43,4%	46,8%

Tabla 8.1: Composición de residuos según grupo socioeconómico predominante.
(FIUBA – CEAMSE, 2015)

Se puede observar del gráfico que la mayor variabilidad entre niveles socioeconómicos se encuentra en 4 categorías:

- Plásticos, con diferencias de hasta seis puntos porcentuales entre nivel alto y bajo.
- Materiales textiles, con diferencias entre niveles socioeconómicos de hasta 6 puntos porcentuales (nivel alto y medio bajo).
- Materiales de construcción, con diferencias más amplias de casi 7 puntos porcentuales.

- Desechos alimenticios, que presenta diferencias de por lo menos 1 punto entre cada nivel socioeconómico.

Para el área metropolitana de Buenos Aires, hay pocos estudios realizados sobre composición de residuos. Para poder estimar entonces la composición física de los RSU para el AMBA, se optó por tomar en cuenta la opinión de un experto (Ing. Marcelo Rosso - Gerente de Nuevas Tecnologías en CEAMSE) y un estudio realizado por el CEAMSE en el año 2011.

Componentes	CABA %	AMBA %	%AMBA / %CABA
Papeles y Cartones	16,6%	13,8%	83%
Plásticos	18,5%	15,2%	82%
Vidrio	3,1%	2,0%	65%
Metales Ferrosos y no ferrosos	1,4%	1,7%	119%
Materiales Textiles	4,6%	5,2%	114%
Pañales Descartables y Apósitos	4,4%	4,7%	106%
Materiales de Construcción y Demolición	1,8%	2,6%	143%
Residuos de Poda y Jardín / Madera	6,7%	14,0%	210%
Desechos Alimenticios	41,6%	37,7%	91%
Otros	1,2%	3,1%	251%

Tabla 8.2: Composición de residuos en CABA y AMBA.
(FIUBA-CEAMSE, 2015)

Se muestra que hay diferencias de hasta un 40 % (en términos relativos) en la composición de algunos tipos de residuos. En términos absolutos, se pueden ver diferencias de hasta 4 puntos porcentuales de cambio. Basándose en información y proyecciones propias del CEAMSE, el experto recomendó que utilicemos estas relaciones de composición física para CABA y AMBA. Por ejemplo para papeles y cartones la composición de CABA es 16,6 % y para AMBA es 13,8 %; la relación entre ambas es (13,8 %)/(16,6 %)=83 %; entonces en las proyecciones futuras se utilizará este coeficiente para saber cuánto produce de papeles y cartones AMBA. De la misma manera se calculan el resto de los coeficientes. Se tendrá en cuenta este razonamiento en la sección dónde se harán las proyecciones de composiciones de los RSU en el futuro.

8.1. Materiales potencialmente reciclables

Dentro de las diferentes componentes de los RSU hay un grupo que son potencialmente reciclables:

- Papeles y cartones, como revistas, cartones, papeles de oficina, diarios entre otros.
- Plásticos, PET, PEAD, PEBD
- Vidrios, blanco, ámbar, y verde
- Metales ferrosos
- Metales no ferrosos

Si bien desde los diferentes enfoques (químico, físico y biológico) estos materiales son potencialmente reciclables, es necesario un análisis más detallado para evaluar si estos, en su totalidad, son plausibles de adquirir valor monetario. Esto será definido en mayor medida por la disponibilidad de tecnologías destinadas a tal fin. Por ejemplo, los plásticos que están contaminados (por ejemplo, un sachet de leche con restos de alimento en su interior) deben pasar por un proceso de descontaminación que hoy es económicamente no viable.

Solo una parte de estos componentes logran hoy, y podrán lograr en el futuro cercano, concretar su valorización potencial desde el punto de vista económico (por ejemplo, papeles, cartones, envases PET) en función de los acondicionamientos requeridos y las transformaciones técnicas necesarias y exigidas por el mercado.

La separación de este grupo de componentes puede realizarse por dos diferentes vías:

- Mediante la separación en origen, esto es en el lugar donde se generan (por ejemplo los hogares de las personas). Los estudios realizados por FIUBA y CEAMSE (2015) dan como resultado que un 11,5 % del total de RSU generados son potencialmente reciclables hoy en día. Para este cálculo se tuvo en cuenta de los residuos que pueden ser reciclables por composición física, el porcentaje que suelen estar dañados, contaminados o en malas condiciones, y además se tomó como máximo que el 70 % de la población participaría del reciclaje en origen. Este porcentaje se tomó de referencia basándose en Chicago, ciudad que tiene sistema de recolección llamado “The Blue Bag” desde hace 25 años.
- Mediante plantas de tratamiento mecánico-biológico (TMB). Los residuos son separados una vez que son transportados a estas. La mayor desventaja respecto al método anterior es que las plantas de TMB no pueden lograr un nivel de separación tan minucioso (como

regla general los residuos de menos de 6 a 8 cm no pueden ser separados por los métodos manuales o sistemas de separación mecánica). El estudio arrojó que mediante este método un 8 % de los RSU es potencialmente reciclable hoy en día.

Actualmente, parte de los residuos son separados en origen y la cantidad viene aumentando año a año gracias a campañas realizadas en los distintos distritos. Además también existen plantas del tipo TMB que juegan su parte en la separación y reciclaje.

El impacto de un mayor reciclaje se materializa directamente en la composición final de los residuos que pueden introducirse a un proceso de valorización térmica; si aumenta el reciclaje, la proporción física de los componentes que se reciclan (por ejemplo plástico, vidrios, metales, entre otros) en los desechos finales disminuirá, lo que en términos generales es conveniente ya que contribuye con la separación de parte de los residuos que no pueden valorizarse térmicamente (vidrio, metales, residuos áridos).

Por otra parte, la planta de TMB permite que se separen, reciclen y composten todos los materiales posibles, quedando como desecho de esta planta solo una fracción que es prácticamente valorizable térmicamente en su totalidad. Las plantas de tratamiento mecánico biológico son de gran ayuda para tanto reciclar y reutilizar los materiales de los residuos, como también para entregar los desechos con una muy buena composición para valorizar. La gran ventaja de estas, por ejemplo la ubicada en el complejo CEAMSE Norte III, es que procesan una gran cantidad de basura (en este caso 1250 toneladas/día) y pueden disponer de una gran cantidad de toneladas directamente para valorización térmica (en esta planta quedan disponibles 1.000 toneladas/día) sin la necesidad de otros procesos de separación o pretratamiento de componentes.

8.2. Materiales potencialmente valorizables térmicamente

Llevado a cabo el estudio de la composición de materiales, también se estudió qué cantidad de estos residuos podrían ser valorizados térmicamente, clasificables en las siguientes categorías:

- papeles
- cartones
- plásticos
- materiales textiles
- madera

- pañales y apósitos
- desechos alimenticios
- residuos de poda y jardín

Se tomó en cuenta la composición porcentual de estos componentes, así como la presencia de contaminantes en ellos y el grado de afectación particular para cada uno. Se concluye que el 85 % del total de los RSU es material potencialmente valorizable térmicamente (FIUBA - CEAMSE, 2015).

8.3. Benchmarking: valorización térmica de residuos en el mundo

El método de valorización térmica de RSUs es frecuentemente utilizado en el mundo. Suecia, uno de los líderes mundiales en producción de energía mediante tecnología waste-to-energy, cuenta con aproximadamente un 50 % de sus RSU valorizados en 34 plantas que están ubicadas en el país (Yee, 2018). Si bien genera una pequeña porción de la electricidad (menor al 10 %), la energía obtenida de la valorización térmica de residuos permite calentar 1,25 millones de hogares y alimentar su suministro eléctrico a al menos 600.000 de estos. Incluso países cercanos le pagan a Suecia para que recicle y valorice sus residuos; en 2014 recibió 2 millones de toneladas por las que se le pagaron 800 millones de dólares. En general, las plantas ubicadas en este país pertenecen al sector público (principalmente a las diferentes municipalidades) y en su mayoría resultan rentables. (Corvellec, Bramyrd, & Hultman, 2011)

A continuación, se describe el modelo de negocios de una de las compañías ubicadas en los países nórdicos:

Jönköping Energi AB, ubicada en el municipio de Jönköping, Suecia, pertenece a dicho municipio. Procesa 160.000 toneladas de basura por año que recibe del mismo municipio (25 % del total que procesa), de municipios de hasta 200 km de distancia a la redonda (65 % del total de residuos que procesa), como también un 10 % de residuos importados desde Noruega. Su modelo de negocios se basa en 2 fuentes de ingresos: la basura que recibe por la cual le pagan (25 % de sus ingresos), y la energía que produce de esta basura y luego vende. La producción de energía se divide en electricidad y en calor para los hogares. El precio de la electricidad que produce está fijado por el mercado, ya que se vende directamente a la red y luego se distribuye. La empresa tiene flexibilidad en mover el precio de la energía térmica que provee según la demanda, por lo que es uno de los puntos que permite aumentar o disminuir sus ingresos.

El modelo de negocios reproducido en las diferentes compañías de los países nórdicos siguen las mismas líneas, una compañía perteneciente al estado (del nivel que sea) que quema la basura local y de localidades cercanas (y en algunos casos importa de otros países) para poder generar tanto energía eléctrica como térmica para alimentar a la demanda de la población local. Sus fuentes de ingresos provienen del pago por recibir la basura de otros distritos/países y de la energía que se vende. Cabe destacar que su foco está en la reducción de residuos y no en ser rentables, y que la mayoría de los beneficios de las empresas son utilizados por los distritos para otros fines.

En Japón, la valorización térmica de residuos es de larga data Comenzando las primeras plantas de valorización térmica, a funcionar a mitad del siglo XX. Debido al pequeño tamaño del país, la valorización térmica de residuos es muy común, con un 70 % de sus residuos valorizados. El fin principal es para generar electricidad, y el calor residual se lo utiliza para calentar las piscinas municipales y para calefacción. En Tokio se encuentran 21 instalaciones de alta tecnología dedicadas a la valorización térmica de residuos. Sus ingresos vienen por la venta de la electricidad, que está determinada por un sistema de Tarifa de alimentación que fija los precios futuros de la electricidad. También venden la energía térmica generada al sistema municipal. (QC, 2012)

Muchos otros países aplican este método de tratamiento de basura. En Europa aproximadamente un 28 % de la basura ha sido valorizada térmicamente. En los siguientes gráficos puede observarse la evolución de cómo se trató la basura (según si se recicla, se valoriza o se dispone en vertederos) en el ciclo 2001-2016 y también el desglose para el año 2016 para los países de Europa.

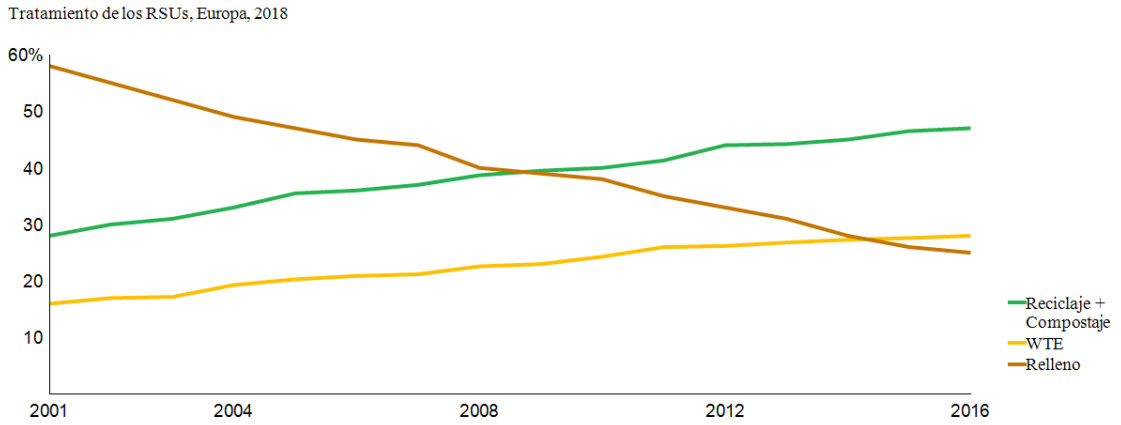


Figura 8.1: Tratamiento de RSUs en Europa 2001-2016.
(CEWEP, 2017)

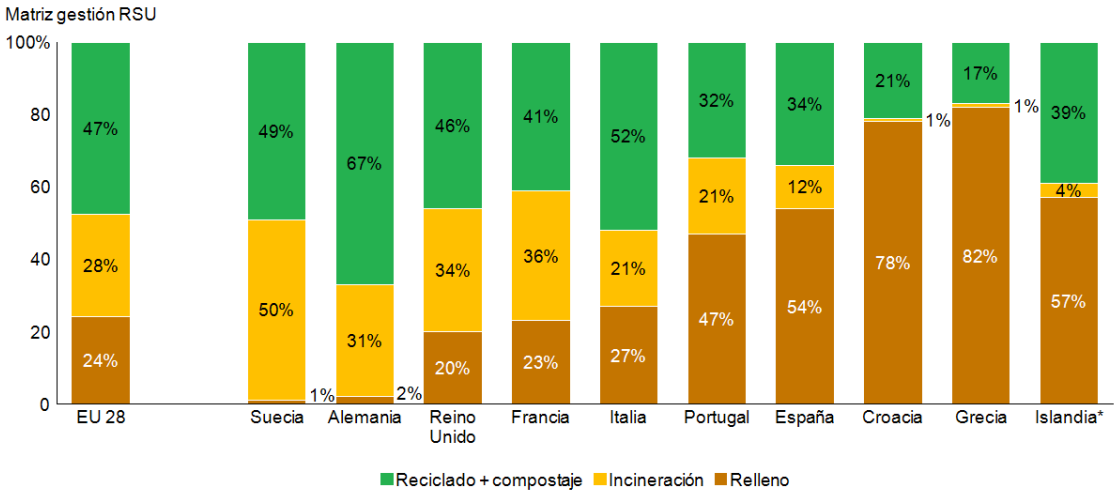


*Figura 8.2: Matriz de gestión de RSUs en algunos países de Europa, y el promedio de la Unión Europea . *Aclaración: Islandia no pertenece a la Unión Europea.*
(CEWEP, Eurostat, 2019)

Puede observarse una clara tendencia creciente de las formas de reciclaje y compostaje como así también de la conversión de residuos a energía (a través de la valorización térmica). Asimismo, en el gráfico de desglose por país se ve que la realidad es muy distinta según el estado que se estudie, observando niveles mínimos de reciclaje/WTE de 9 % hasta niveles de 99 % (Suecia, con 50 % WTE y 49 % reciclaje/compostaje). Estos datos se tendrán en cuenta en siguientes secciones para pensar los escenarios futuros de cómo podrá estar compuesta la matriz de tratamiento de RSU en Argentina.

Por otra parte, EE.UU. tiene actualmente 87 instalaciones de waste-to-energy (WTE) (Waste Management World, 2008), las cuales procesan 30 millones de toneladas de basura por año, lo que es 10 % del total de RSUs generados, convirtiéndola en 15 millones de MWh/año. Sin embargo, todavía se vierten 50 % de los residuos municipales en vertederos en dicho país.

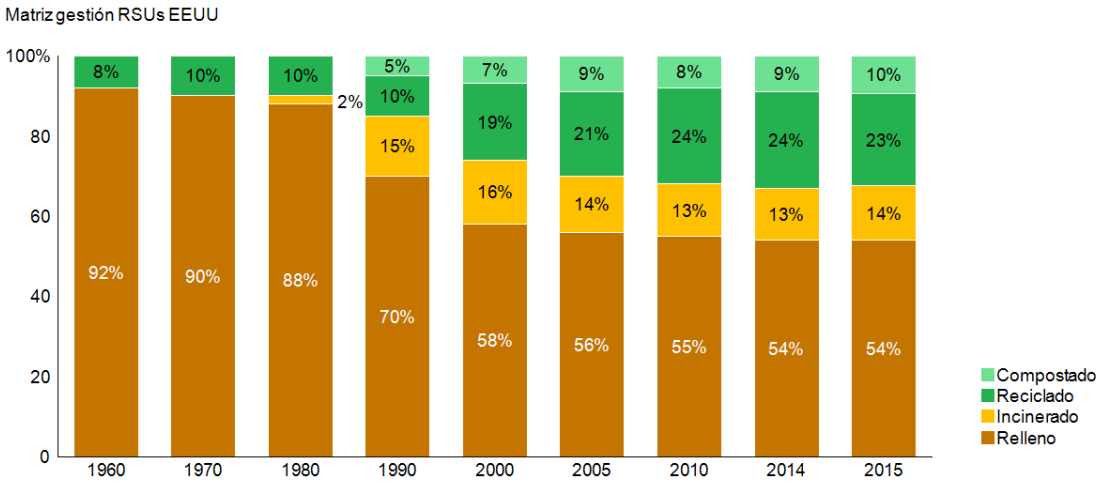


Figura 8.3: Matriz gestión RSUs en EE.UU. .
(Universidad de Michigan (2018)

CAPÍTULO 9: PROYECCIÓN DE GENERACIÓN, CALIDAD Y DISPOSICIÓN DE BASURA

Primero se comenzó proyectando el total de basura generado, el mismo se encontró que la mejor forma de proyectarlo es mediante la proyección de la población en AMBA & CABA multiplicado por la proyección de generación de basura diaria por habitante en esta región. Para ello, la proyección de la población de AMBA & CABA se hará respecto de la nacional. La forma será la siguiente, se multiplicará la población nacional proyectada por un factor menor que uno que hará que se convierta en la de AMBA & CABA. Para obtener ese valor, para los últimos 10 años se calculó cuál era la proporción de población de AMBA y CABA sobre el total de población nacional. En la tabla se realizan los cálculos y en el gráfico puede verse que es prácticamente constante, por lo que se tomará el valor promedio para la proyección.

Año	Población AMBA	Población CABA	Población AMBA + CABA	Población Arg	Ratio
2011	10.107.457	3.033.639	13.141.096	41.656.879	0,3155
2012	10.242.885	3.038.860	13.281.745	42.096.739	0,3155
2013	10.376.853	3.044.076	13.420.929	42.539.925	0,3155
2014	10.509.104	3.049.229	13.558.333	42.981.515	0,3154
2015	10.639.390	3.054.267	13.693.657	43.417.765	0,3154
2016	10.767.852	3.059.122	13.826.974	43.847.430	0,3153
2017	10.894.664	3.063.728	13.958.392	44.271.041	0,3153
2018	11.019.708	3.068.043	14.087.751	44.570.000	0,3161

Tabla 9.1: Cálculo de proporción de población en AMBA + CABA sobre la población total Argentina período 2011-2018.

(INDEC, 2019)

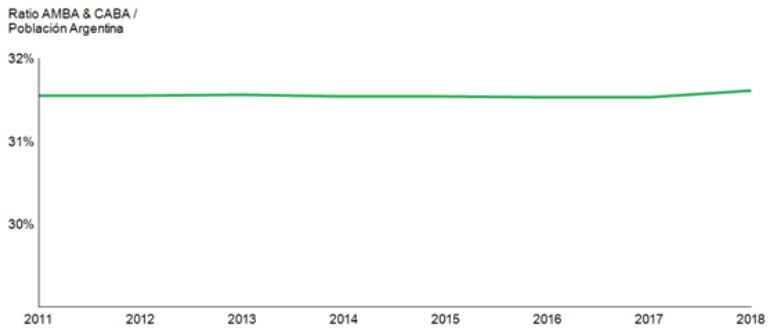


Figura 9.1: Ratio calculado de población AMBA + CABA sobre población argentina.

El ratio a tomar será 0,3155. Dado que el ratio se mantuvo prácticamente constante en los últimos 10 años, no se espera que haya cambios significativos (que demanden un nuevo cálculo del ratio) en los próximos años. La proyección de población de AMBA y CABA será:

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Población AMBA + CABA (en millones)	14,2	14,3	14,4	14,5	14,6	14,8	14,9	15,0	15,1	15,2	15,3	15,4	15,5
	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	
	15,6	15,7	15,7	15,8	15,9	16,0	16,1	16,2	16,2	16,3	16,4	16,4	

Tabla 9.2: Población proyectada para CABA + AMBA.

Terminada la proyección de población, también se muestra la proyección de basura generada por día (kg por habitante), calculada en una sección anterior:

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Generación basura (kg/hab por día)	1,36	1,36	1,36	1,37	1,37	1,37	1,38	1,38	1,38	1,39	1,39	1,39	1,40
	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	
	1,40	1,40	1,41	1,41	1,41	1,42	1,42	1,43	1,43	1,43	1,44	1,44	

Tabla 9.3: Generación de basura por habitante por día en CABA + AMBA proyectados.

Con los valores de proyección de ambas variables, se procede a calcular la basura total generada por día hasta el año 2045:

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Generación basura AMBA + CABA (ton/día)	19.200	19.500	19.700	19.900	20.100	20.300	20.500	20.700	20.900	21.000	21.300	21.500	21.600
	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	
	21.800	22.000	22.100	22.300	22.500	22.700	22.900	23.000	23.200	23.400	23.500	23.700	

Tabla 9.4: Generación proyectada de basura en CABA y AMBA por día.

En cuanto a la proyección de la basura generada, se tomaron datos del Análisis demográfico del INDEC N° 31 y N° 36 donde pudimos encontrar el promedio diario de basura generado por habitante. Esto fue multiplicado por la población residente en AMBA para así determinar la totalidad de la basura generada.

Para buscar variables explicativas se consideraron tanto variables macroeconómicas como el conocimiento de negocio obtenido en entrevistas. Las variables consideradas incluyen el PBI per cápita a precios constantes del 2010 en dólares, el PBI per cápita a precios constantes del 2010 en unidad monetaria nacional, el consumo en hogares anual a precios constantes, y el consumo de gobierno anual a precios constantes. El proceso de selección de modelos puede encontrarse en el Anexo K, y derivó en elegir un modelo que contiene como variable explicativa a la población de AMBA.

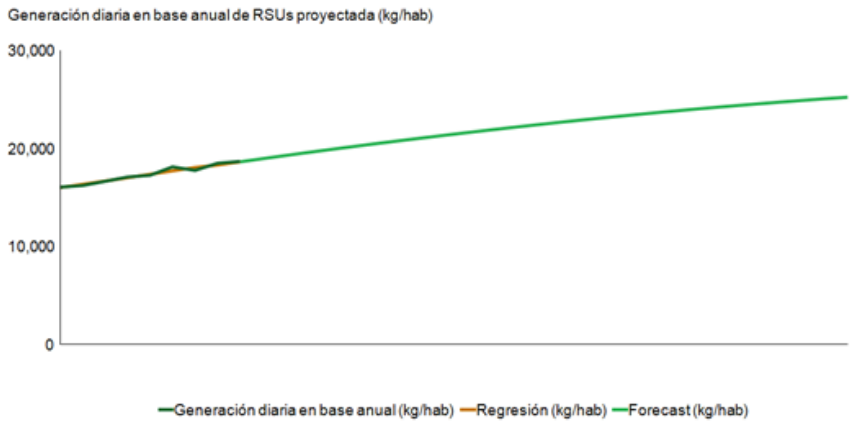


Figura 9.2: Proyección de generación de basura por año por habitante.

Los detalles de cálculo y demás pruebas estadísticas de interés pueden encontrarse en el Anexo K.

MAE	134,88
MSE	32951,24
MAPE	0,76%
FORECAST ACCURACY	99,24%
R^2	97,96%

Tabla 9.5: Resultados obtenidos de MAE, MSE, MAPE Forecast Accuracy y R^2.

De todos modos, esta regresión no sólo arroja buenos resultados estadísticos sino también tiene sentido de negocio, pues a mayor cantidad de personas que residen en el área se genera más basura.

Se pueden encontrar cálculos adicionales de soporte del capítulo en el Anexo K.

9.1. Composición de humedad estimada

La composición de humedad es fundamental, ya que el poder calorífico de los RSUs a valorizar varía significativamente con los cambios en este parámetro. Para poder estimar la humedad en los RSUs se procedió de forma descripta a continuación. Se encontró información de los rangos de humedad entre los cuales varían los distintos tipos de residuos. Luego, utilizando los porcentuales de estos grupos para nuestra región, se calculó el estimado de humedad de los residuos totales. No se tuvo en cuenta la variación de composiciones para computar la humedad a través de los años ya que, con el cálculo que se hizo se tuvo en cuenta un rango que es representativo de la humedad a lo largo del tiempo.

La definición de humedad que se toma en cuenta en este trabajo es el peso del agua sobre el peso de masa húmeda.

COMPONENTES	RANGO HUMEDAD (%)	MÁS TÍPICO
Desechos Alimenticios	50-80%	70%
Papeles y cartones	4-10%	6%
Plásticos	4-8%	2%
Vidrio	1-4%	2%
Metales Ferrosos	2-4%	2%
Metales no Ferrosos	2-4%	2%
Materiales textiles	6-15%	10%
Madera	15-40%	20%
Goma, cuero, corcho	1-7%	5%
Pañales descartables, y apósitos	6-15%	9%
Materiales de construcción y demolición	6-12%	8%
Residuos de Poda y Jardín	30-80%	60%
Otros	2-10%	4%

Tabla 9.6: Rangos humedad por componentes.
(Charles P., 2015)

Se realizaron 3 estimaciones de humedad, una con los valores más típicos y otras dos para obtener los extremos de humedad superior e inferior que pueden los RSU en función de la humedad de cada componente de los RSU.

$$\%\, Humedad = \sum_{i=1}^{N} h_{i\%} \cdot c_i \tag{9.1}$$

H_i % = *humedad del componente i*

c_i = *composición porcentual del componente i*

COMPONENTES	MÁS TÍPICO	MÍN HUMEDAD	MÁX HUMEDAD	COMPOSICIÓN (2043)
Desechos Alimenticios	70%	50%	80%	36%
Papeles y cartones	6%	4%	10%	15%
Plásticos	2%	4%	8%	9%
Vidrio	2%	1%	4%	0%
Metales Ferrosos	2%	2%	4%	0%
Metales no Ferrosos	2%	2%	4%	0%
Materiales textiles	10%	6%	15%	8%
Madera	20%	15%	40%	1%
Goma, cuero, corcho	5%	1-%	7%	2%
Pañales descartables, y apósitos	9%	6%	15%	11%
Materiales de construcción y demolición	8%	6%	12%	0%
Residuos de Poda y Jardín	60%	30%	80%	6%
Otros	4%	2%	10%	12%

Tabla 9.7: Valores extremos y moda de humedad por componente presente en los residuos (proyección 2043) valorizables térmicamente.

Las estimaciones se realizaron para todos los años proyectados (hasta el 2043), y mediante la fórmula mencionada se estimó, en base anual, la humedad contenida de la basura a valorizar. En el Anexo P.2 se muestra la tabla con las proyecciones de humedad. Debido a que la variabilidad de humedad es baja a través de los años, se utilizaron el valor más probable mínimo y máximo para simplificar el modelo en concordancia con lo propuesto más arriba.

	% HUMEDAD DE RSU
MÁS PROBABLE	37%
MÍNIMA	25%
MÁXIMA	46%

Tabla 9.8: Estimaciones humedad RSU finales para termovalorizar.

El rango estimado de humedad de los residuos a termovalorizar se encuentra entre 25 % y 46 % con un valor más probable o moda de 37 %. Es importante destacar la concordancia de los

datos con los números encontrados para el continente europeo, benchmark utilizado en materia de WTE a lo largo de todo el documento. Según Fraunhofer-Gesellschaft (Waste Profiling, 2014), la composición de humedad de los RSU de este continente se encuentra en el rango de 30 % a 40 %.

A partir de estos valores, se puede proceder al cálculo del valor de Poder Calorífico Inferior medio utilizando la siguiente fórmula (Pérez, Valencia, Rabiano, Feo, & Cuellar, 2010).

COMPONENTES	PCI (KJ/KG)
DESECHOS ALIMENTICIOS	11.757
PAPELES Y CARTONES	13.686
PLÁSTICOS	43.832
MATERIALES TEXTILES	16.440
MADERA	17.000
GOMA, CUERO, CORCHO	16.870
PAÑALES DESCARTABLES Y APÓSITOS	11.757
RESIDUOS DE PODA Y JARDÍN	11.757
OTROS	17.887

Tabla 9.9: Poder Calorífico Inferior de los componentes en los residuos.
(Tecnura, 2010)

$$PCI\ (KJ/Kg) = \sum_{i=1}^{N} C_i \cdot PCI_i \cdot (1 - \%H)\ - \%H\ \cdot\ CLV \tag{9.2}$$

Donde,

- PCI poder calorífico medio de los RSU en cuestión
- C_i es el porcentaje masa en masa del componente i en el total de RSU a incinerar
- PCI_i es el poder calorífico para el componente i
- $\%H$ es el porcentaje de humedad calculado más arriba, constante para todos los componentes i según lo argumentado más arriba.
- CLV es el calor latente de vaporización del agua (2.257 KJ/Kg)

Por ende, se obtiene el poder calorífico inferior en función de la composición de los RSU, los respectivos poderes caloríficos y el porcentaje de humedad presente en los RSU.

Finalmente, el cálculo de PCI anual arroja los siguientes resultados:

	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2031
PCI por kg de residuos (KJ/Kg)	9.832	9.803	9.775	9.748	9.720	9.693	9.666	9.642	9.616	9.591	9.567	9.545	9.524
	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	
	9.503	9.482	9.465	9.450	9.435	9.422	9.413	9.407	9.403	9.402	9.408	9.420	

Tabla 9.10: Total RSUs disponibles para incinerar proyectado.

A modo de validación, se utilizaron tres fuentes distintas como referencia para contrastar el valor obtenido de PCI. La primera de ellas fue la estimación obtenida por un estudio de FIUBA en 2011 con un resultado de 12.000 KJ/Kg para el PCI de los residuos de la ciudad. Por otro lado, el Ing. Marcelo Rosso del CEAMSE señaló que la estimación obtenida por su firma para el cálculo del PCI arrojó un valor de 8.000 KJ/Kg. Por último, el estudio de Fraunhofer-Gesellschaft (Waste Profiling, 2014) indica que el valor medio del PCI de los residuos que se valorizan en Europa es de 9.000 KJ/Kg. En conclusión, los valores obtenidos de PCI son acordes a los órdenes de magnitud que proponen las fuentes consultadas validando su veracidad.

9.2. Proyección de cantidad de basura disponible para valorizar

Considerando las proyecciones finales de cantidad de basura generada, y conociendo la fracción del total que corresponde a residuos incinerables, se calcula el total de basura incinerable en base anual.

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Total basura disponible para incinerar (ton/día)	14.600	14.700	14.700	14.700	14.700	14.800	14.800	14.800	14.700	14.600	14.600	14.500	14.400
	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	
	14.200	14.100	13.800	13.600	13.400	13.100	12.700	12.300	11.900	11.400	10.900	10.300	

Tabla 9.11: Total RSUs disponibles para incinerar proyectado.

9.3. Energía total contenida

Poniendo en conjunto las proyecciones de PCI y cantidad de basura incinerable se obtiene para cada año la energía total por día disponible en los RSUs termovalorizables (MJ/día).

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Energía disponible por día (MWh)	39.872	40.030	39.915	39.803	39.692	39.851	39.739	39.641	39.265	38.896	38.801	38.447	38.094
	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	
	37.482	37.140	36.284	35.698	35.119	34.286	33.208	32.141	31.081	29.774	28.486	26.951	

Tabla 9.12: Energía disponible en la basura por día.

Al asumir tasa constante de consumo de residuos a lo largo del día, esto es, que durante todo el tiempo se esté procesando en promedio la misma cantidad de basura (generando una

potencia constante) se pueden transformar estos valores a potencia media disponible en los residuos mediante la división de la energía (MWh) por 24 horas (1 día). A continuación, se muestran las proyecciones hasta 2043 de la potencia media máxima que puede obtenerse (si se termovalorizaran todos los RSUs posibles).

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Potencia media posible de la basura (MW)	1.661	1.668	1.663	1.658	1.654	1.660	1.656	1.652	1.636	1.621	1.617	1.602	1.587
	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	
	1.562	1.547	1.512	1.487	1.463	1.429	1.384	1.339	1.295	1.241	1.187	1.123	

Tabla 9.13: Potencia media a generar con el total de la basura disponible.

Realizando un *benchmark* mundial, se obtiene una relación de aproximadamente 50 MW de potencia eléctrica disponibles en la red por cada 2.000 toneladas de basura termovalorizadas diariamente (Themelis & Bourtsalas, 2015)). A su vez, el estándar mundial de la eficiencia promedio de planta se encuentra en el orden del 30 %, lo cual significa que se obtiene un 30 % de la energía total disponible en los residuos como energía eléctrica. Este factor incluye las ineficiencias en la planta, en el proceso de transformación de la energía, y el factor de planta, que es el cociente entre la energía eléctrica generada sobre el total que se puede generar si se trabaja a máxima capacidad durante todo el tiempo año (es un indicador de disponibilidad).

Teniendo en cuenta los valores mencionados (50 MW por cada 2000 toneladas de residuos por día), para validar los cálculos realizados anteriormente, se realizó el siguiente procedimiento:

Se calculó cuánta potencia (MWh) se obtiene de 2.000 toneladas de residuos de AMBA y CABA, para ello, se parte de los valores de potencia media (Tabla 9.13), como se mencionó anteriormente, estos valores son para una termovalorización del total de residuos potenciales.

Por ejemplo, para el año 2019, la potencia de 1.661 MW es por el procesamiento de las 14.600 toneladas de residuos que pueden valorizarse térmicamente. Entonces para pasar a potencia por cada 2.000 toneladas simplemente se hace una regla de tres simples, dividiendo la potencia por las toneladas disponibles y multiplicando por dos mil. Veamos el ejemplo para 2019:

$$Potencia\ media\ (MW)\ = 1.661\ MW \cdot \frac{2.000\ ton/día}{14.600\ ton/día} = 228\ MW \tag{9.3}$$

Una vez obtenido el valor de potencia media por cada dos mil toneladas por día, se multiplica por el factor de eficiencia total obtenido del benchmark (usado como indicador, en el estudio de ingeniería se calculará), cuyo valor es 0,3. Esto indicaba cuánto de la energía (o potencia) disponible en los residuos podía convertirse en energía eléctrica. Entonces, para el ejemplo de

2019:

$$Potencia\ media\ de\ generación\ eléctrica = 30\% \cdot 228\ MW = 68\ MW \tag{9.4}$$

Este resultado muestra que para 2019, cada 2.000 toneladas de los residuos de CABA y AMBA se pueden obtener 68 MW de potencia media.

Ahora bien, parte de la energía eléctrica producida es utilizada para el consumo propio de la planta. Benchmarks observados (Themelis & Bourtsalas, 2015) muestran que el consumo de electricidad propio se encuentra en el rango del 20-25 % de la generación eléctrica total. Por lo tanto, luego de consumo propio, la energía eléctrica restante, que será inyectada a la red será de un 75-80 % del total de energía generada. Para el caso de 2019 vemos:

$$Potenciainyectadaalared(MW) = Potenciagenerada * (1 - consumopropio)$$

$$Potenciainyectadaalared2019(MW) = 68MW * (1 - 20a25\,\% = 48a55MW$$

La potencia que puede entregarse a la red eléctrica de la termovalorización de 2.000 toneladas de residuos de CABA y/o AMBA está en el rango de 48-55 MW.

CAPÍTULO 10: ANÁLISIS DEL MERCADO PROVEEDOR DE RSU

Definido el alcance geográfico, se procede a analizar los posibles proveedores de basura. Esto tiene un impacto crucial y transversal en el desarrollo de todo el proyecto, pues la basura es la materia prima irremplazable que permite llevar a cabo la operación.

Para este análisis se considerarán cinco puntos principales.

- Composición del mercado proveedor
- Interacción del mercado proveedor con otros jugadores
- Situación financiera y económica de los jugadores del mercado proveedor
- Ubicación de los jugadores del mercado proveedor, volumen de procesamiento y cantidad de clientes que abastecen
- Relación del mercado proveedor con sus proveedores

10.1. Composición del mercado proveedor

La única organización con capacidad técnica y autorización legal para procesar basura y hacer la disposición final en relleno sanitario en AMBA y CABA es la Coordinación Ecológica Área Metropolitana Sociedad del Estado (CEAMSE). Esta es una empresa cuyos propietarios son el Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires y el Gobierno de la Provincia de Buenos Aires, y fue creada con la finalidad de gestionar los RSU en AMBA y CABA.

No hay perspectivas de nuevos ingresantes entrando al mercado de gestión de RSU. El hecho de que esta empresa sea una sociedad del estado le da a este último poder para regular y controlar íntegramente la cadena de gestión de la basura desde el transporte aguas abajo.

Han habido organizaciones que entraron en el paso anterior, reciclando la basura (como los recicladores urbanos) y tratando con ella. Sin embargo, por disposiciones legales estos no

pueden ser nuestros proveedores pues no puede quemarse material potencialmente reciclable dentro del marco legal actual, pero sí compiten en este aspecto con el CEAMSE.

A los efectos de este proyecto, el único proveedor de basura procesada con facultades de ser valorizada es el CEAMSE.

Otra alternativa es recibir basura sin procesar, luego de la recolección. En este caso, las 25 municipalidades cuya jurisdicción comprende el alcance geográfico establecido son los potenciales proveedores a analizar. En este caso, se encuentran diferencias de tamaño y volumen de procesamiento, cercanía con la planta y relación establecida con el CEAMSE. Al día de hoy, la gran mayoría termina dando disposición final a sus residuos a través del CEAMSE.

En resumen, el mercado proveedor se divide en dos: CEAMSE que posee un monopolio en disposición de basura, y la gran mayoría municipios que tienen en su facultad la basura recolectada en su territorio.

10.2. Interacción del mercado proovedor con otros jugadores

El mercado proveedor está fuertemente relacionado entre sí: al día de hoy todas las municipalidades entregan su basura al CEAMSE a través de la etapa de transporte para que esta termine de procesarla y disponerla. El hecho de que la mayoría de las municipalidades trabaje con el CEAMSE muestra que este posee un gran poder de negociación y que el costo de oportunidad para las municipalidades que se planteen disponer su basura con terceros no involucrados hasta ahora es alto pues ya tienen procesos armados y relaciones sólidas con este. En el apartado financiero se ahondará en características que dan más sentido al trabajo conjunto entre las municipalidades y el CEAMSE.

Entre medio de estos dos entes se encuentran las empresas transportistas de basura: solo en CABA hay 8 empresas destinadas a esto y si bien no se cuenta con información oficial, se estima al menos la misma cantidad de empresas en AMBA para abastecerla por completo considerando lo dispersa que se encuentra la población y la superficie a cubrir. Las transportistas no serían en ningún escenario el proveedor directo de este proyecto, pero proveerían el servicio logístico necesario para que llegue la materia prima por lo que son un agente clave. El transporte en todos los casos es pagado por la municipalidad al transportista.

Respecto de la implementación de proyectos que valoricen los residuos dispuestos por parte del CEAMSE no se encuentra ningún caso de éxito en el pasado, lo que combinado con el alto poder de negociación que esta institución posee muestra la necesidad de tener una propuesta de

valor clara.

Al mismo tiempo, los municipios requieren de autorización de los respectivos concejos deliberantes para cambiar dónde se dispone la basura lo cual deja ver el rol que toma la política en una decisión de este tipo y hace aún mayor el costo de oportunidad de salir de la relación ya establecida con anterioridad con el CEAMSE.

10.3. Situación Económico-Financiera en el mercado proveedor

Es importante considerar el estado económico y financiero del CEAMSE y las municipalidades, sus fuentes de ingreso, fuentes de variabilidad, el estado económico actual y las interrelaciones y conclusiones que puedan derivar de esto.

	CEAMSE	MUNICIPALIDAD
PRINCIPALES FUENTES DE INGRESO	-Tipping fee de las municipalidades -Venta de material reciclable	-Subsidios del gobierno nacional -Subsidios del gobierno provincial -Tasas e impuestos
PRINCIPALES FUENTES DE VARIABILIDAD DEL INGRESO DESTINADO A PROCESAR BASURA	-Cesación de pagos por parte de las municipalidades -Obligación política de seguir prestando servicios	-Situación macroeconómica -Relación política con el gobierno nacional/provincial -Prioridad en la agenda política.

Tabla 10.1: Cuadro comparativo de fuentes de ingreso CEAMSE - Municipalidades.

El cuadro permite ver que el CEAMSE depende principalmente del pago de las municipalidades, según nuestro análisis y de acuerdo a lo mencionado en información del Banco Mundial (C. Bartone, Leite, & Scherternleib, 1991). A principios de 1991 la crisis económica azotó a las municipalidades y éstas dejaron de pagarle al CEAMSE el "tipping fee", mientras que por un motivo político no podía cesar la prestación de servicios. Si bien financieramente esto fue un problema grave para el CEAMSE, el último tomador de decisiones es el gobierno, lo cual torna el manejo de fondos en una decisión política. En ese caso se optó por financiar el bache a través de bonos emitidos por el Banco Provincia y el Banco Ciudad cubriendo así los servicios provistos por CEAMSE.

Este panorama permite analizar desde una nueva perspectiva las relaciones entre el CEAMSE y las municipalidades; actúan como socios porque ambos son entes estatales que pueden alinearse si así el gobierno lo exigiera, dando aún más control a este último en la

cadena que culmina con la disposición de los residuos. Esto plantea una desventaja grande a la hora de situarse como una alternativa para que las municipalidades dispongan su basura. Por otra parte, la obligación política y de salud pública de no cortar el suministro del servicio por ser un servicio público, sumado a la evidencia de la prestación continua, propone la existencia del suministro de basura constante para un proyecto de este tipo.

10.4. Ubicación volumen y clientes de los jugadores del mercado proveedor

En este caso nuevamente debe partirse el análisis entre municipalidades y CEAMSE.

Las municipalidades se encuentran dispersas por todo el territorio que comprende AMBA y CABA, en tanto que la planta de procesamiento está ubicada en Norte III, José León Suarez, al noroeste del conurbano bonaerense.

Las municipalidades poseen fuertes disparidades en cantidad de habitantes, lo cual se traduce en diferentes volúmenes de procesamiento y cantidad de clientes servidos. A mayor cantidad de habitantes, mayor masa de basura generada.

La disparidad en estos factores genera relaciones de poder distintas, siendo quien más masa de basura ingresa al circuito quien más poder tiene respecto de las demás municipalidades a la hora de negociar con CEAMSE, prestador del servicio monopólico y más poderoso de la cadena.

10.5. Relación del mercado proveedor con sus proveedores

Este punto requiere partir el análisis entre municipalidad y CEAMSE.

Para la municipalidad, los proveedores en este caso son los habitantes que generan la basura y a veces la separan de forma primaria, y los transportistas. Con los habitantes las municipalidades tienen una clara relación de poder (pueden establecer reglas, obligarlos a pagar impuestos y ejercer las facultades de someterlos hasta el punto en que la Ley lo permita) mientras que con los transportistas si hay una necesidad mutua y una paridad mayor. Sin embargo, el estado sigue siendo quien regula a los transportistas por lo que hay una relación de poder donde la municipalidad está por sobre el transportista, pero este puede en un caso eventual plantear una salida y dejar de prestar el servicio, no de manera repentina pero sí con previa antelación.

En cuanto al CEAMSE, este posee como proveedores a las municipalidades y los proveedores de luz, agua y recursos necesarios para el tratamiento mecánico biológico. La

relación de poder de parte del CEAMSE con los municipios está descrita en los apartados superiores, y respecto de los proveedores de luz y agua el CEAMSE es un gran consumidor cuyo suministro no está en peligro. En otros términos, el poder otorgado al CEAMSE por el monopolio en la disposición de residuos se traslada a los demás aspectos operativos de la industria.

CAPÍTULO 11: ASPECTOS AMBIENTALES Y LEGALES CLAVES DE LA VALORIZACIÓN TÉRMICA DE RESIDUOS

La recuperación energética mediante tratamiento térmico es una respuesta a las amenazas medioambientales de residuos mal gestionados o sin gestionar. Al considerar que el objetivo es reducir la medida global del impacto ambiental de los residuos, es importante tomar en cuenta las emisiones y consumos que se generan en las instalaciones.

Los impactos ambientales son relevantes en el posicionamiento de la instalación como una forma de generación de energía limpia, que brinda respuesta a la disposición de residuos con potencial aprovechable. En este sentido, son cruciales para el cumplimiento de las reglamentaciones legales de Argentina.

Los impactos directos provenientes de la valorización térmica pueden ser englobados en siete categorías.

1. Emisiones globales del proceso a la atmósfera y al agua (incluido olor)
2. Producción global de residuos del proceso
3. Ruido y vibración del proceso
4. Consumo y producción de energía
5. Consumo de materias primas (reactivos)
6. Emisiones fugitivas - principalmente del almacenamiento de residuos
7. Reducción de los riesgos de almacenamiento/manejo/proceso de residuos peligrosos.

Los más relevantes resultan las emisiones a la atmósfera, el consumo y producción de energía y la disposición de residuos peligrosos dada su regulación en el marco legislativo actual. En particular, la modificación de la Ley N° 1.854. Residuos Sólidos Urbanos publicada el 23/05/2018 la cual en sus artículos 5, 6 y 8 menciona lo siguiente:

Art. 5°. - Incorpórase el Artículo 7° bis a la Ley 1854 -Texto consolidado por Ley 5666- que quedará redactado de la siguiente manera: "Artículo 7° bis. - La fracción de residuos sólidos urbanos húmedos sólo podrán ser pasibles de transformación y valorización, mediante técnicas de combustión con recuperación energética, previo tratamiento en planta de separación con el fin de seleccionar aquellos materiales factibles de ser reciclados, principalmente cartón, papel y polietileno tereftalato. A tal fin, la autoridad de aplicación tomará medidas y realizará controles periódicos a efectos de dar cumplimiento con lo establecido en el presente."

Art. 6°. - Modifícase el Inciso d) del punto 2 del Artículo 10° de la Ley 1854- según texto consolidado por Ley 5666- el que quedará redactado de la siguiente manera:

"d) Promover el aprovechamiento de los residuos sólidos urbanos, incluyendo la combustión con recuperación energética."

Art. 8°. - Incorpórase el Artículo 33° bis a la Ley 1854 -Texto consolidado por Ley 5666- que quedará redactado de la siguiente manera:

"Art. 33° bis. - El tratamiento de residuos sólidos urbanos por medio de combustión con recuperación de energía, deberá garantizar el cumplimiento de las siguientes condiciones:

1. Los servicios de tratamiento que tengan por objeto la combustión de residuos sólidos urbanos con recuperación energética deben utilizar métodos o tecnologías que aseguren el cumplimiento de los estándares de eficiencia energética definidos en la Directiva 2008/98/CE del Parlamento Europeo y del Consejo (Anexo I de la presente), así como sus actualizaciones posteriores.
2. Los límites para las emisiones a la atmósfera producto de la combustión de residuos no podrán superar los límites establecidos en el Anexo VI, Parte 3, de la Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo (Anexo II de la presente).
3. La gestión de los residuos resultantes de la combustión debe realizarse según las normas vigentes para el tratamiento de residuos, en particular las cenizas volantes que deben ser consideradas como residuos peligrosos." (Ley N° 5966, Ciudad de Buenos Aires, 2018)

A partir del momento de la sanción de la citada ley por la Legislatura de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, la valorización energética de los residuos deja de estar prohibida y pasa a estar promovida bajo el cumplimiento de los criterios europeos de eficiencia energética y control de emisiones. (Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 2019)

Como menciona la Directiva 2008/98/CE, el límite de eficiencia energética debe resultar igual o superior a 0,65 tratándose de instalaciones autorizadas después del 31 de diciembre de

2008.

Aplicando la siguiente fórmula:

$$EficienciaEnergetica = \frac{Ep - (Ef + Ei)}{0,97 * (Ew + Ef)} \tag{11.1}$$

Ep : Energía anual producida como calor o electricidad (GJ/año).

Ef : Aportación anual de energía al sistema a partir de los combustibles (GJ/año).

Ew : Energía anual contenida en los residuos tratados (GJ/año).

Ei : Energía anual importada excluyendo Ew y Ef (GJ/año).

$0,97$: Factor que representa las pérdidas de energía debidas a las cenizas de fondo y la radiación.

(PARLAMENTO EUROPEO, 2010)

Como referencia, al año 2013 la eficiencia energética alcanzaba valores superiores a 80 % en el 41 % de las plantas de Corea del Sur. Mientras que en casos de aplicación de últimas tecnologías en Japón y Europa se lograron valores de 95 %. (yong Ham & hoon Lee, 2017)

11.1. Regulación de emisiones

11.1.1. Regulación de emisiones en humos

Como menciona la Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, todos los valores límite de emisión son calculados en las condiciones de presión y temperatura de 273,15 K y 101,3 kPa y previa corrección del contenido de vapor de agua con normalización a 11 % de oxígeno. (PARLAMENTO EUROPEO, 2010)

	LÍMITES DE EMISIÓN (mg/nm^3)	
	VALORES MEDIOS DIARIOS	VALORES MEDIOS SEMIHORARIOS
Partículas totales	10	10
Sustancias orgánicas en estado gaseoso y de vapor expresadas en carbono orgánico total (COT)	10	10
Cloruro de hidrógeno (HCl)	10	10
Fluoruro de hidrógeno (HF)	1	2
Dióxido de azufre (SO2)	50	50
Monóxido de nitrógeno (NO) y dióxido de nitrógeno (NO2), expresado como NO2	200	200

Tabla 11.1: Límites de emisión en gases de chimenea para sustancias principales(Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo)

Los valores límites para los siguientes metales pesados deben respetarse durante un período de muestreo mínimo de 30 minutos y máximo de 8 horas.

SUSTANCIAS CONTAMINANTES	VALORES LÍMITES DE EMISIÓN mg/nm3
Cadmio y sus compuestos, expresados en cadmio (Cd)	Total 0,05
Talio y sus compuestos, expresados en talio (Tl)	
Mercurio y sus compuestos, expresados en mercurio (Hg)	0,05
Antimonio y sus compuestos, expresados como antimonio (Sb)	Total 0,05
Arsénico y sus compuestos, expresados en arsénico (As)	
Plomo y sus compuestos, expresados en plomo (Pb)	
Cromo y sus compuestos, expresados en cromo (Cr)	
Cobalto y sus compuestos, expresados como cobalto (Co)	
Cobre y sus compuestos, expresados en cobre (Cu)	
Manganeso y sus compuestos, expresados como manganeso (Mn)	
Níquel y sus compuestos, expresados en níquel (Ni)	
Vanadio y sus compuestos, expresados como vanadio (V)	

Tabla 11.2: Límites de emisión en gases de chimenea para metales pesados (Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo)

SUSTANCIAS CONTAMINANTES	VALORES LÍMITES DE EMISIÓN mg/nm3
Cadmio y sus compuestos, expresados en cadmio (Cd)	Total 0,05
Talio y sus compuestos, expresados en talio (Tl)	
Mercurio y sus compuestos, expresados en mercurio (Hg)	0,05
Antimonio y sus compuestos, expresados como antimonio (Sb)	Total 0,05
Arsénico y sus compuestos, expresados en arsénico (As)	
Plomo y sus compuestos, expresados en plomo (Pb)	
Cromo y sus compuestos, expresados en cromo (Cr)	
Cobalto y sus compuestos, expresados como cobalto (Co)	
Cobre y sus compuestos, expresados en cobre (Cu)	
Manganeso y sus compuestos, expresados como manganeso (Mn)	
Níquel y sus compuestos, expresados en níquel (Ni)	
Vanadio y sus compuestos, expresados como vanadio (V)	

Tabla 11.3: Límites de emisión en gases de chimenea para metales pesados. (Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo.)

	VALORES LÍMITES DE EMISIÓN (mg/nm^3)		
	VALOR MEDIO DIARIO	VALOR MEDIO SEMIHORARIO	VALOR MEDIO CADA 10 MINUTOS
CO	50	100	150

Tabla 11.4: Límites de emisión en gases de chimenea para monóxido de carbono. (Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo.)

Los valores de los intervalos de confianza del 95 % de cualquier medición, no superarán los

siguientes porcentajes de los valores límite de emisión.

SUSTANCIA CONTAMINANTE	PORCENTAJE A NO SUPERAR
Monóxido de carbono	10%
Dióxido de azufre	20%
Dióxido de nitrógeno	20%
Partículas totales	30%
Carbono orgánico total	30%
Cloruro de hidrógeno	40%
Fluoruro de hidrógeno	40%

Tabla 11.5: Porcentaje a no superar de valores límites de emisión diarios. (Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo.)

Los valores de las emisiones que deben ser controladas para asegurar el cumplimiento de las reglamentaciones dependen principalmente de la composición de los residuos y de la calidad de limpieza de los gases, de modo que es indispensable su tratamiento. Además ciertas emisiones como el CO vienen determinadas por los parámetros técnicos del horno y la heterogeneidad de los residuos. Por otro lado el diseño y operación afectan en gran medida el nivel de NOx (PARLAMENTO EUROPEO, 2010).

11.1.2. Regulación de emisiones de efluentes líquidos

Para la limpieza de los gases se utilizan tres tipos de sistemas:

1. Sistemas húmedos con distintos tipos de lavadores, en los que el HCl es disuelto en agua, trabajando normalmente a un pH <1.
2. Sistemas semihúmedos, que utilizan cal en agua.
3. Sistemas secos, que utilizan cal o bicarbonato sódico (normalmente con carbón activado), con frecuencia combinados con un filtro de manga.

(Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones. Gobierno de España, 2011)

Al momento del tratamiento de los gases de combustión, dependiendo de la técnica utilizada, se pueden generar efluentes potencialmente contaminantes que se encuentran regulados por la norma. En este sentido, los límites para vertidos de agua resultantes de depuración de gases residuales se detallan a continuación.

SUSTANCIAS CONTAMINANTES	VALORES LÍMITE DE EMISIÓN PARA MUESTRAS NO FILTRADAS (MG/L)
Total de sólidos en suspensión	45
Mercurio y sus compuestos, expresados en mercurio (Hg)	0,03
Cadmio y sus compuestos, expresados en cadmio (Cd)	0,05
Talio y sus compuestos, expresados en talio (Tl)	0,05
Arsénico y sus compuestos, expresados en arsénico (As)	0,15
Plomo y sus compuestos, expresados en plomo (Pb)	0,2
Cromo y sus compuestos, expresados en cromo (Cr)	0,5
Cobre y sus compuestos, expresados en cobre (Cu)	0,5
Níquel y sus compuestos, expresados en níquel (Ni)	0,5
Zinc y sus compuestos, expresados en zinc (Zn)	1,5
Dioxinas y furanos	0,3 (ng/l)

Tabla 11.6: Límites de emisión de contaminantes para muestras no filtradas en efluentes de tratamiento de gases. (Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo)

Posteriormente, el tratamiento de aguas residuales de plantas incineradoras no difiere del de otros procesos industriales. Tomando en cuenta que las sustancias que deben ser tratadas son metales pesados, sales inorgánicas y compuestos orgánicos. Siendo la contaminación típica del agua residual de plantas incineradoras antes del tratamiento.

Parámetro	Incineración de residuos urbanos		
	Mínimo	Máximo	Media
pH		<1	n/a
Conductividad (S/m)	>20000		
DQO (mg/l)	140	390	260
TOC (mg/l)	47	105	73
Sulfatos (mg/l)	1.200	20.000	4.547
Cloruros (mg/l)	85.000	180.000	115.000
Fluoruros (mg/l)	6	170	25
Hg (µg/l)	1030	19.025	6.167
Pb (mg/l)	0,05	0,92	0,25
Cu (mg/l)	0,05	0,2	0,1
Zn (mg/l)	0,39	2,01	0,69
Cr (mg/l)	<0,05	0,73	0,17
Ni (mg/l)	0,05	0,54	0,24
Cd (mg/l)	<0,005	0,02	0,008

Tabla 11.7: Rangos de contaminación típica de efluentes de plantas incineradoras de RSU. (Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo)

11.2. Regulación de cenizas volantes y escoria

Como fue mencionado previamente, la valorización de RSU tiene como desperdicio las llamadas cenizas volantes y cenizas de fondo o escoria dependiendo del proceso a utilizar. Las propiedades físicas y químicas tanto de las cenizas volantes como de las escorias, dependen principalmente de la composición de las materias primas de los residuos sólidos urbanos, las condiciones de operación, el tipo de incineración y el sistema de control de contaminación del aire. Los elementos mayoritarios suelen ser Cd, Pb, Ni y Cu, en adición a los compuestos más comunes que son SiO_2, AlO_3, CaO, Fe_2O_3, Na_2O, K_2O.

Es importante destacar su categorización como residuo peligroso, motivo por el cual la normativa Argentina, como se menciona en la ley N° 2.214 de la Ciudad de Buenos Aires, indica que se debe realizar el registro como generador de residuos peligrosos y certificar su tratamiento o delegarlo a un proveedor de servicio de gestión de residuos peligrosos registrado.

En el tratamiento de estos residuos peligrosos es fundamental, en primer medida, realizar procesos de separación, estabilización/solidificación y/o tratamientos térmicos donde se busque la eliminación de las especies potencialmente contaminantes del residuo (metales pesados y cloruros) disminuyendo así los problemas derivados de su deposición.

Adicionalmente, luego del pretratamiento, con el objetivo de reducir el potencial contaminante de estos residuos, es posible realizar una posterior utilización encaminada hacia cuatro formas más comunes de valorización: cementos y ladrillos, cerámicos y vidrios, pavimentación y fertilizantes. (Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 2007) (Gutierrez, 2015)

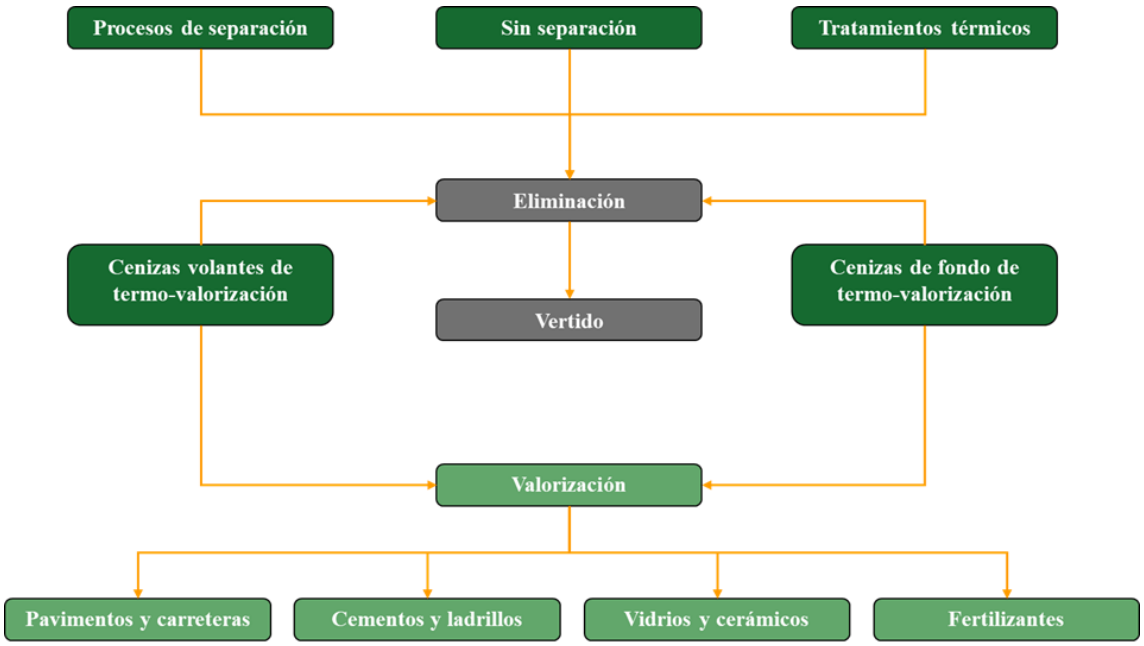


Figura 11.1: Cuadro de gestión de escorias y cenizas volantes. (Universidad de Cantabria.)

11.3. Separación de residuos previa a valorización

Como se mencionó previamente, la normativa legal exige que todos los residuos deben contar con una separación previa en planta separadora antes de entrar a un proceso de valorización térmica. El objetivo de esta medida restrictiva es la no desincentivación del reciclado ante la alternativa de la valorización térmica. Siendo incinerables únicamente las fracciones no reciclables de los RSU y las fracciones reciclables que fueron rechazadas en planta recicladora por no cumplir con los criterios de limpieza, tamaño y demás factores de rechazo de material reciclable. En la actualidad, del 30 % de la fracción reciclable aproximada de los RSU únicamente menos de un tercio de estos efectivamente se recicla. Además, componentes de los residuos como son los áridos y los metales reducen la eficiencia de los procesos por su inercia térmica, mientras el vidrio puede causar problemas en el reactor por la posibilidad de adherirse a las paredes. Tomando estos factores en cuenta la separación previa a la valorización es fundamental, reduciendo en alrededor de un 20 % la cantidad de residuos totales que entran al proceso de generación al descartar los áridos, metales, vidrios y reciclables no rechazados.

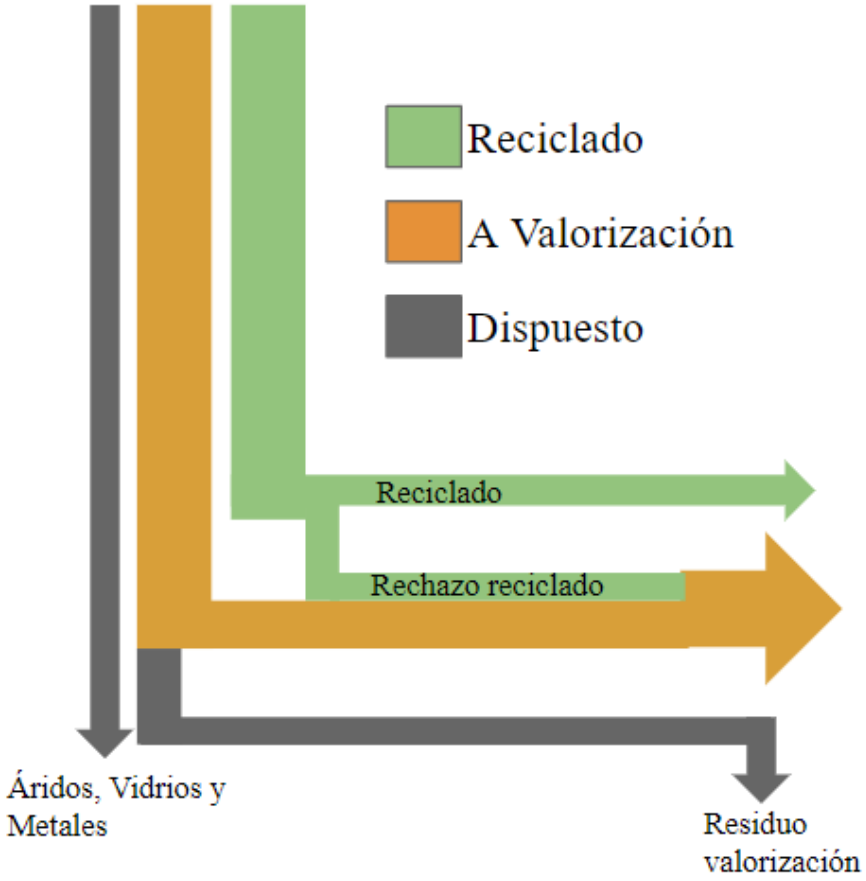


Figura 11.2: Diagrama de separación de fracciones valorizables reciclables y a disponer en planta separadora

Ante esta restricción, se tomó en cuenta el valor estratégico de la existencia de la planta de tratamiento mecánico biológico del CEAMSE. En esta se tratan 1250 toneladas diarias de RSU en un proceso de dos etapas: separación mecánica y estabilización biológica. Dadas las proporciones verificadas con la gestión se estableció que esta planta podría proveernos de alrededor de 1.000 toneladas diarias de residuos en las condiciones necesarias para valorización energética. Esto aproximadamente puede traducirse en 27 MW de potencia disponible a entregar a la red tomando cuenta el poder calorífico de los residuos y la eficiencia de la instalación de valorización.

De considerarse una escalabilidad adicional o el escenario de una no colaboración con la planta del TMB del CEAMSE ubicada en Norte 3 el costo estimado de operación de una planta similar, tomando como *benchmark* el costo operativo informado por la gestión de este, es de $1600 por tonelada que cubre el OPEX (Costo Operativo) y CAPEX (Costo de Capital) (“Ley N° 5966”, 2018)(Gobierno de España, 2011).

CAPÍTULO 12: ANÁLISIS DEL ENTORNO

12.1. 5 Fuerzas de Porter

Para analizar el impacto del entorno sobre el proyecto planteado, se realizó un análisis de cinco fuerzas de Porter de la siguiente manera:

TIPO DE FUERZA	MAGNITUD	DETALLE
COMPETENCIA	Baja	La competencia en este proyecto tiene una fuerza baja o limitada. Esto se debe principalmente a la falta de competidores o proyectos con la misma tecnología en el mercado y a las dinámicas de precio. Mediante un contrato a término, el precio de venta y las cantidades vendidas se encuentran fijas por lo establecido en el contrato. A su vez, mediante la dinámica Spot, como fuente de generación no convencional, se tiene prioridad de inyección a la red y un precio fijo por lo que no existe influencia de los competidores o sustitutos.
SUSTITUTOS	Baja	Los sustitutos a este proyecto son todos aquellos generadores de energía que existen como alternativa. Al igual que en el caso de los competidores, debido a la naturaleza de los contratos a término y de la clasificación de la tecnología en el mercado Spot como no convencional, la fuerza de los sustitutos frente al proyecto resulta relativamente baja.
NUEVOS ENTRANTES	Baja	Los nuevos entrantes al mercado son aquellos potenciales competidores que propongan una solución similar en términos de gestión de residuos sólidos urbanos y de generación eléctrica. Debido a la necesidad de conseguir un convenio con el proveedor de basura y la gran inversión necesaria para entrar al mercado que representan dos barreras a la entrada de gran magnitud, se considera que su poder es relativamente pequeño.

TIPO DE FUERZA	MAGNITUD	DETALLE
NEGOCIACIÓN DE LOS CLIENTES	Media	Cualquiera sea el mercado en el que se inserte el proyecto, Spot o a término vía RenovAr, el cliente o comprador de la energía generada es CAMMESA. Esta compañía posee un poder de negociación medio en el mercado. El fundamento de esto se basa en que los contratos a término poseen un precio fijo adjudicado que no puede ser modificado durante su vigencia, sin embargo, en el mercado Spot, CAMMESA fija el precio para las energías no convencionales, hoy a 28 U$D/MWh. Este valor se espera que no varíe en grandes magnitudes con el tiempo.
NEGOCIACIÓN DE LOS PROVEEDORES	Alta	La fuerza de los proveedores se va a distinguir según el tipo de proveedor. Los proveedores de insumos para la operación poseen un poder de negociación relativamente bajos ya que sus productos pueden ser adquiridos de distintas empresas. Los proveedores de equipos en cambio tiene un poder medio ya que, hay varios proveedores en el mercado pero se está lejos de un mercado atomizado. Finalmente, el CEAMSE, como proveedor de basura, tiene un poder de negociación muy alto ya que es la única fuente de materia prima para el proyecto que separa al día de hoy RSUs en el área metropolitana de Buenos Aires en volúmenes considerables.
ESTADO	Alta	El Estado, tomando en cuenta sus niveles municipal, provincial y nacional, tiene un alto poder a la hora influir en el proyecto. Esto se basa en que el estado nacional es quien fija las bases para los pliegos de RenovAr mediante la Secretaría de Energía y los beneficios fiscales que se obtienen al ingresar al programa. Además, el Estado tiene el poder de definir los niveles de emisiones mediante

Tabla 12.1: Análisis fuerzas de Porter.

Del análisis de Porter se concluye principalmente que hay dos actores que tienen mucho poder o influencia sobre el proyecto. El primero es el CEAMSE. Como único proveedor de materia prima para el proyecto, el CEAMSE cumple un rol vital para su funcionamiento. Un acuerdo beneficioso para ambas partes deberá garantizar el suministro de residuos sólidos urbanos para la planta evitando posibles faltantes de materia prima o precios excesivamente altos de adquisición. Por otro lado, el estado también tiene una influencia muy fuerte sobre el proyecto fijando las condiciones por las cuales el proyecto entraría mediante un plan RenovAr y además los límites de emisiones u otros límites medioambientales que se deberá cumplir. Estas normativas o leyes deberán estar sumamente presentes para la exitosa subsistencia del proyecto.

12.2. Análisis de Stakeholders

Con el objetivo de tener en cuenta la influencia de los distintos stakeholders que intervienen en este proyecto y cómo actuar en consecuencia, se realizó un análisis de stakeholders donde se buscó para cada uno de los más relevantes los requerimientos y su posición general en términos de poder de influencia en la realización del proyecto e interés en la ejecución de este. Este análisis se basó en toda la información analizada con anterioridad en este documento, enfocándola a este esquema de análisis.

STAKEHOLDER	POSICIÓN GENERAL	REQUERIMIENTOS
EJECUTOR	Para este caso no sería un stakeholder externo.	
INVERSOR	Un grupo inversor cuenta con alto poder dada la característica del proyecto de ser capital intensivo. Una vez cumplidos los requerimientos económicos, estos contarían con alto interés en la realización del proyecto.	Contratos de suministro de basura y venta de energía en términos que den al proyecto un valor actual neto positivo y un retorno en la inversión atractivo.
CAMMESA	Alto poder al ser el intermediario para el ingreso al MEM. Dada la multitud de actores con posible voluntad de ingresar al MEM, el interés en este proyecto en particular es moderado.	Cumplimiento de normativas de ingreso al MEM.
CEAMSE	Por su posición monopólica en el mercado proveedor tiene alto poder sobre la factibilidad del proyecto. Su interés en este proyecto en particular es moderado dado que ellos mismos podrían realizar un proyecto equivalente.	Ofrecer una solución económicamente conveniente para el llenado de Norte 3.
NACIÓN	Alto interés por el cumplimiento de la Ley N° 27.191 donde se impulsa el aumento de la fracción de energías renovables, y alto poder ya que define las características del pliego de RenovAr.	Cumplir con los parámetros del pliego de RenovAr correspondiente a la ronda de licitación perseguida

CABA	Como menciona la Ley N° 1.854 "Basura Cero", tiene alto interés en la implementación de proyectos de valorización energética posterior al reciclado. El poder, sin embargo, es moderado ya que no tiene incidencia directa en las licitaciones de RenovAr o la entrada al MEM.	Restricciones de eficiencia y contaminación de la "Ley Basura Cero".
HABITANTES	Los habitantes son importantes a tener en cuenta por la posibilidad de influenciar negativamente a otros actores de tener opiniones en contra de la actividad.	Evitar el uso del término "incinerar" y demostrar el efecto ambiental positivo. Evitar propagación de olores.
OTRAS GENERADORAS	Nuestros competidores a la hora de entrar en una licitación a término o de RENOVAR. Dada la naturaleza de estabilidad a largo plazo luego de superadas las barreras de entrada, el poder sobre el proyecto de estos actores es bajo.	No poseen.
DISTRIBUIDORES ELÉCTRICOS	Los distribuidores eléctricos tienen gran interés en la realización del proyecto, ya que se ubica en una zona de alta demanda de energía y reduce la exigencia sobre las estaciones transformadoras y tendidos eléctricos.	Cumplimiento de normas eléctricas y cooperación en la estabilidad de la frecuencia de la corriente.

TRANSPORTISTAS DE BASURA	Un acuerdo con los transportistas y los municipios presenta una alternativa a la alianza con el CEAMSE. Ésta es poco viable por lo analizado en el análisis de mercado proveedor.	Requieren contratos a largo plazo que involucran unanimidad de los concejales de los municipios.
GRUPOS MEDIO-AMBIENTALES	Los grupos medioambientales, cuentan con poco poder en la realización de los proyectos en Argentina, siempre que se cumplan con las normas vigentes.	Demostrar el efecto medioambiental positivo y la no canibalización del reciclado.

Tabla 12.2: Resumen de posición de Stakeholders frente al proyecto.

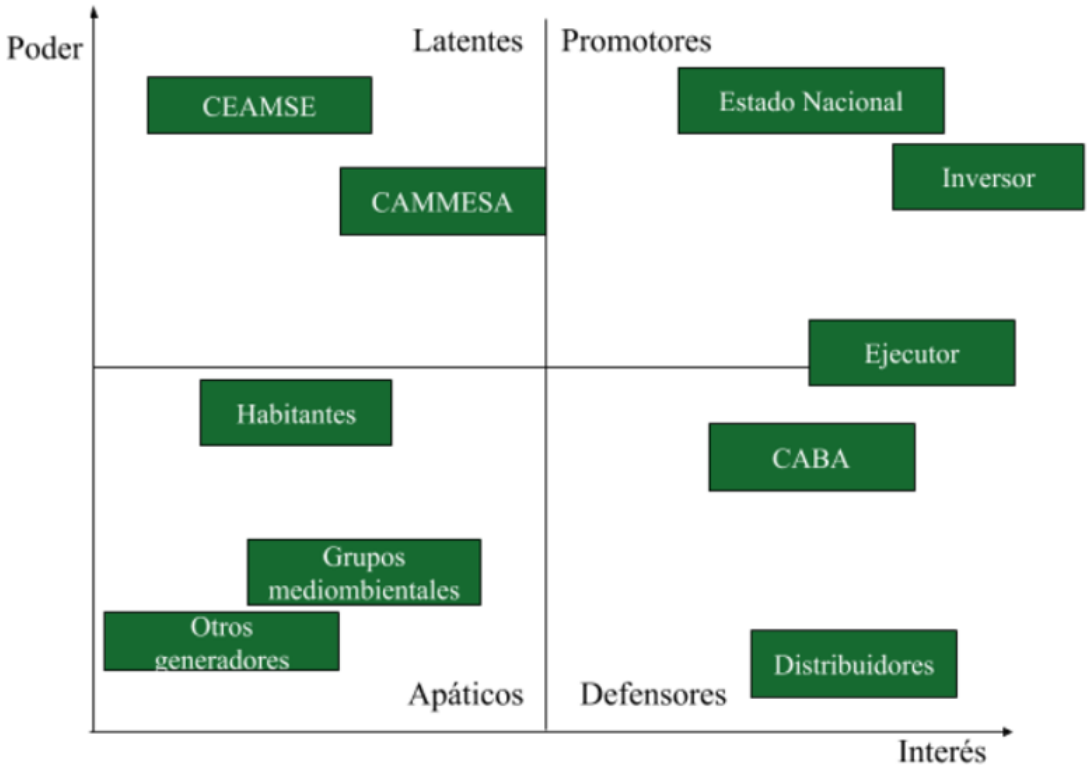


Figura 12.1: Matriz Poder-Interés de Stakeholders.

Teniendo en cuenta el análisis cualitativo de la matriz poder-interés se plantean estrategias

operativas respecto al manejo de las relaciones con los stakeholders. Se deben perseguir las alianzas estratégicas con los promotores, como es el caso del Gobierno Nacional al buscar una licitación RenovAr. A su vez, también se debe reportar la existencia de Defensores como CABA que se encuentra incentivando la implementación de la valorización térmica, mediante la Ley "Basura Cero", para aumentar el poder de negociación. Por otro lado, a aquellos Latentes de alto poder, como el CEAMSE y CAMMESA, se debe buscar informarlos sobre el cumplimiento de los requerimientos analizados para aumentar su interés en la realización del proyecto. Finalmente, se debe monitorear a los Apáticos y sus requerimientos, como es el caso de los habitantes, de manera que un incumplimiento de estos no derive en una influencia negativa en los actores de mayor poder. Es debido a esto la importancia en la comunicación del cumplimiento de las normas ambientales relacionadas a la realización del proyecto.

12.3. Análisis FODA

FORTALEZAS	F1-Energía renovable de base, utilización de planta máxima.
	F2-Solución ambiental a los residuos mal gestionados o sin gestionar.
	F3-Existen nodos de conexión cercanos a la provisión de basura y en una zona de gran demanda de energía.
DEBILIDADES	D1-Alto costo de capital.
	D2-Complejidad tecnológica (operación de planta y manejo de humos).
	D3-Necesidad de personal capacitado.
OPORTUNIDADES	O1-Ampliación de procesos de separación.
	O2-Nueva normativa incentiva la actividad.
	O3-Subproductos con potencial de reventa.
AMENAZAS	A1-Alta dependencia de proveedor.
	A2-Presión de requerimientos ambientales.
	A3-Probabilidad de futuras cargas impositivas.

Tabla 12.3: Matriz FODA del proyecto.

De este análisis se pueden concluir las áreas de ataque con sus respectivos puntos de apalancamiento clave (KLP), y las áreas de defensa, donde es importante tener en cuenta las implicaciones del negocio (BI).

		FORTALEZAS			DEBILIDADES		
		F1	F2	F3	D1	D2	D3
OPORTUNIDADES	O1			KLP3			
	O2	KLP1	KLP 2				
	O3						
AMENAZAS	A1						
	A2					BI1	
	A3				BI2		

Tabla 12.4: Matriz de relación en frente de ataque y defensa de análisis FODA

CAPÍTULO 13: PANORAMA DE INGRESO AL MERCADO

Habiendo realizado un análisis exhaustivo del mercado eléctrico es posible identificar escenarios tanto para el precio de la energía a proveer como de la cantidad requerida. Es importante considerar estos factores pues determinarán de qué manera se desea ingresar en el mercado eléctrico.

El parámetro más importante a la hora de definir esto es saber si se ingresará al mercado spot o a término. En función de lo suscrito más arriba se encuentran las siguientes diferencias:

13.1. Mercado Spot

- Precio: Este ronda los 28 U$S/MW. En este caso se estaría compitiendo contra los demás generadores tanto convencionales como no convencionales, pero por ser generadores no convencionales se cuenta con prioridad de entrada lo cual garantiza la entrada a la red y demanda constante. Sin embargo, el precio puede variar y se convierte en un factor de riesgo.
- Cantidad de energía demandada: Según lo proyectado para la demanda de energía eléctrica en Argentina y su crecimiento sostenido, sumado a que no se es un mercado exportador, hay demanda a suplir mayor a 100 MW que supera con creces la cota superior de la energía que este proyecto pudiera llegar a producir. Esto hace que en el caso práctico pueda tomarse que habrá una parte compradora para toda la energía que se desee alocar

13.2. Mercado a término

En este caso, según lo explicado más arriba, se determina precio, cantidad y tiempo de provisión con un cliente en particular. Sin embargo, por la naturaleza de este proyecto se encuentra que se puede licitar en un pliego RenovAr lo cual determina un potencial contrato a término con el estado en el marco del programa mencionado, lo que establece significativos

beneficios para el generador. No se ve como un escenario probable la firma de un contrato a término con un demandante que no sea el estado.

- Precio escenario 1: en este caso el precio más bajo adjudicado para proyectos de biomasa está por sobre los 102 U$S/MW. No solo este valor es ampliamente superior al mencionado en el mercado Spot, sino que también es mayor al LCOE y, lo más importante, está fijado en el contrato por lo que no es un factor de variabilidad.
- Precio escenario 2: en este caso el precio adjudicado para proyectos de biogás ronda los 160U$S/MW. Este valor es superior al del escenario 1, y si supera con creces al LCOE. El precio está fijado en el contrato y no es un factor de variabilidad.
- Cantidad de energía demandada: al involucrarse en un contrato a término la energía demandada queda definida en el contrato al momento de la firma. Sin embargo, el pliego RenovAr actualmente impone un tope de 10 MW por proyecto que licita. Por un lado esto afecta la escala y funciona como una restricción a la hora de dimensionar y, por el otro, al ser un contrato fijo la demanda deja de ser un factor de variabilidad. Cabe destacar que por la manera en que los pliegos han sido generados históricamente (primero pruebas más pequeñas y luego de mayor envergadura) se espera que la próxima licitación de RenovAr aumente la potencia máxima a suministrar por este tipo de proyectos.

13.3. MATER: Mercado a término. Relación con energías renovables.

Estratégicamente es importante analizar el incipiente posicionamiento de las renovables dentro mercado a término, en el que se realiza un acuerdo entre privados para el suministro de energía donde las partes fijan las cláusulas y precios.

En vías del aumento de la matriz energética para los próximos 5 años, la capacidad de operar energía renovable en este mercado va en línea con esta meta y en conjunto con un marco de trabajo claro (Dialogue, 2018).

Sin embargo la posibilidad para un proyecto de este tipo de operar en MATER surgió hace relativamente poco tiempo (menos de 3 años) y todavía se están ’estableciendo las reglas de juego’ (de Energía Eólica, 2018) en los siguientes aspectos:

- Precio a pagar. El mercado varió su precio reflejando la volatilidad propia del transitorio, comenzando con 90 U$D/MWh y bajando hasta 60 U$D/MWh. Esto complejiza la proyección en un proyecto de inversión a mediano plazo como el presente.

- Empresas compradoras. El hecho de que los contratos estén mayormente dolarizados genera un problema para las pequeñas y medianas empresas, que no pueden hacer frente a un compromiso de este porte y todavía están fuera de la demanda.
- Plazo de los contratos. Por el mismo motivo que lo expuesto en el apartado de empresas compradoras y precio a pagar, los plazos promedio de contratos todavía no están definido y varían fuertemente de contrato a contrato. Se espera que estos encuentren un equilibrio luego de algunos períodos de operación del MATER con energías renovables.
- Prioridad de despacho. Se celebraron más de 1000 MWh de contratos hacía GUH (Grandes Usuarios Habilitados por el CEAMSE) en prioridad de despacho, y existen más proyectos en etapa de formulación y evaluación por parte de quienes componen actualmente la demanda. Esto muestra, para la prioridad de despacho, por una parte la necesidad de mercado y por otra parte el grado de adelanto en negociaciones de esta índole causadas por un alto costo en el mercado común.

Por ende no se espera realizar este proyecto considerando la entrada al mercado MATER, pero puede al término del proyecto haberse convertido en una opción interesante para ingresar.

CAPÍTULO 14: ESTRATEGIA DE ENTRADA SELECCIONADA

Teniendo en cuenta las distintas limitaciones informadas en el desglose de estrategias de entrada al MEM y las limitaciones en la provisión de basura, ya sea separada o sin separar, además de las dinámicas y oportunidades del entorno competitivo para la implementación del proyecto, se determinaron las cantidades, localización y precios óptimos más probables para la entrada al mercado del proyecto.

14.1. Escenario Base

Se determinó que la mejor opción es entrar por una licitación RenovAr de entre 10 y 27,5 MW de potencia dependiendo las restricciones del próximo pliego. Tomando ventaja del hecho de ser una forma de energía no convencional que brinda una solución a los residuos mal gestionados o sin gestionar y del incentivo a la implementación de estos proyectos en CABA, se procede a licitar con un precio mayor a 102 USD por MWh (mínimo estudiado). Así, se planea localizar la planta en las proximidades de Norte 3 donde se tendrá el suministro asegurado de suficiente basura ya separada para generar 27,5 MW sin incurrir en costos de separación y transporte adicionales. Este insumo es obtenido sin costo en una vinculación estratégica con el CEAMSE, donde por su posición de poder dominante no se obtiene una paga por la reducción de costos proveída. Se contempla la posibilidad de escalar a mayores cantidades en el futuro, teniendo que incurrir en costos de separación en estos casos.

TIPO DE MERCADO	Licitación RenovAr
CANTIDAD	10-27,5 MW (Depende pliego)
PRECIO	102 USD/MWH (Mínimo estimado)
CANTIDAD DE RSU	1000 Ton/Día (Ya separada de los 1250 procesadas en el TMB del CEAMSE)
RETRIBUCIÓN POR MANEJO RSU	0 USD/Ton (Acuerdo CEAMSE)
LOCALIZACIÓN	Cercanías Norte 3
NODO DE CONEXIÓN	Rotonda
ESCALABILIDAD	Sólo con separación propia

Tabla 14.1: Tabla resumen de estrategia de entrada seleccionada.

Es importante mencionar que el precio analizado es, justamente, para el año de entrada. Este tiene actualización por inflación en USD año a año y por el factor de incentivo, lo que genera una variación en la facturación a lo largo del proyecto. En la siguiente tabla puede encontrarse, en el caso base, los requerimientos de basura a procesar y el monto estimado. Para mayor análisis se sugiere dirigirse al capítulo 30, donde se analizan con detalle los ingresos operativos y los factores que lo componen en profundidad.

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Instalación base (ton/dia)	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Facturación (USD)	-	-	-	27,734,335	27,033,234	27,495,503	27,965,676	28,443,889	27,672,441	28,145,640	28,626,930	27,792,976
Año	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**	**2036**	**2037**	**2038**	**2039**	**2040**	**2041**	**2042**
Instalación base (ton/dia)	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Facturación (USD)	28,268,235	28,751,622	27,850,738	28,326,986	28,811,377	29,304,052	29,805,151	27,283,337	27,749,882	28,224,405	25,517,371	25,953,718

Tabla 14.2: Facturación a lo largo del proyecto en el caso base.

14.2. Escenario con Tipping fee

Por lo general, los proyectos de Waste-To-Energy en el mundo suelen considerar el pago de una tarifa (llamada tipping fee) al generador de electricidad por la disposición de basura ; este ingreso adicional cubre el ahorro que significa la no disposición de los residuos que son termovalorizados.

En el caso del CEAMSE, este cobra una tarifa de aproximadamente 40 USD/tn a los municipios que contratan sus servicios de disposición de RSU. Este precio cubre el pago por

la tercerización de Norte III al Grupo Roggio. De esta forma, el precio mencionado contiene principalmente el *leverage cost* para el grupo de operar el relleno sanitario y TMB, como también la ganancia neta percibida por Roggio por tonelada.

Si bien el posible precio a pagar como tipping fee por CEAMSE es de difícil estimación, ya que surge de una negociación entre varios jugadores, este puede acotarse en forma estimada superiormente. Considerando la composición mencionada de los 40 USD/tn cobrados a municipios por la prestación del servicio, este precio podría ser negociable como tipping fee. Sin embargo, se puede estimar un escenario más desventajoso como corte para negociar este precio, en caso de que la rentabilidad del proyecto lo requiera. Considerando que:

- El costo de operación por tonelada de los rellenos sanitarios es similar a lo largo del mundo debido principalmente a que se trata de una industria capital intensivo (Sandra Cointreau, 2008).
- El costo de operación de los rellenos sanitarios presenta fuertes economías de escala (Konstantinia Tsilemou y Demetrios Panagiotakopoulos , 2007).
- Para un estudio realizado en Canadá, un relleno sanitario de capacidad similar, con un cobro de tipping fee a municipios de 40 USD/tn (igual al cobrado por CEAMSE a los municipios bonaerenses), posee un costo descontado de operación de aproximadamente 30 USD/tn (Bernadette Assamoi y Yuri Lawryshyn, 2012).

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se puede esperar, en un escenario que aplique tipping fee, la posibilidad de negociar con el CEAMSE su aplicación a 30 USD/tn con buenas posibilidades de éxito, debido a que se encuentra dentro de los costos esperados para la operación del relleno sanitario por parte del Grupo Roggio (costo que se cubre con la entrada en funcionamiento de la Planta de WTE).

CAPÍTULO 15: LOCALIZACIÓN

En el siguiente capítulo se procederá a realizar el estudio de localización del proyecto. La **metodología** a utilizar será la siguiente:

1. Selección nacional. En este apartado se considerarán a nivel región la cantidad de basura potencialmente disponible para el presente proyecto.
2. Selección regional. En este apartado se considerarán a nivel ciudad la legalidad de la actividad a realizar, la presencia de basura separada potencialmente disponible para el proyecto, la presencia de mano de obra calificada necesaria para operar y la cercanía al mercado a abastecer (mercado eléctrico en este caso). Se utiliza una matriz para apoyar la decisión.
3. Microlocalización. En este apartado se considerarán a nivel terreno la disponibilidad de servicios, el estado del suelo, los costes de transporte internos y el coste de transporte al nodo. Se utiliza una matriz para apoyar la decisión.

Se acotó el país de estudio a Argentina por motivos académicos.

15.1. Localización a nivel nacional

En Argentina se producen, en promedio, 1,03 kg. de basura por habitante por día. A nivel nacional representa 45.000 toneladas diarias de residuos o 16.500.000 toneladas cada año. La disposición final, según la ley nacional N° 25.916, consiste en realizar un tratamiento de los residuos y, posteriormente, lograr el depósito permanente en lugares especialmente acondicionados y habilitados como lo son los rellenos sanitarios. Según el Informe de Estado de Ambiente 2016 de la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, la disposición final adecuada solo alcanza a un 61 % de la población nacional, esto indica que solo una fracción de los residuos es dispuesta de forma segura y son, mayormente, aquellos generados en los grandes centros urbanos que cuentan con una planificación de la gestión integral de residuos,

que involucra las etapas de generación, recolección, transferencia, transporte, tratamiento y disposición final.

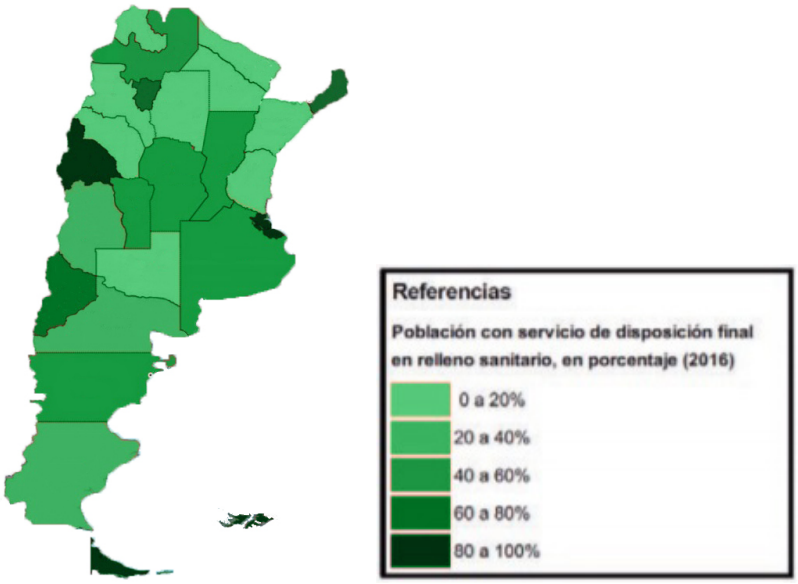


Figura 15.1: Porcentaje de población con servicio de disposición en relleno sanitario. (Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2016)

15.1.1. Regiones con mayor generación de RSUs

En Argentina, según el Censo Nacional de Población 2010, pueden encontrarse 8 áreas consideradas como Principales Centros Urbanos, esto quiere decir que cuentan con una población mayor a 500.000 habitantes, y, por lo tanto, presentan las mayores concentraciones de generación de residuos por kilometro cuadrado. Estas ciudades son AMBA, Gran Córdoba, Gran Rosario, Gran Mendoza, Gran San Miguel de Tucumán, La Plata, Mar del Plata y Gran Salta. Como puede verse en la tabla Población de los Grandes Centros Urbanos, la zona de AMBA concentraba, en 2010, 12,8 millones de personas mientras que las dos siguientes zonas más habitadas, Gran Córdoba y Gran Rosario, concentraban 1,45 y 1,23 millones de personas respectivamente. AMBA, Área Metropolitana de Buenos Aires, incluye a la Ciudad de Buenos Aires y 24 partidos de Buenos Aires, esto se detallará en la sección de Macrolocalización.

Centro Urbano	Población	Porcentaje de población del país
AMBA	12.806.866	31,9
-Gran Buenos Aires	9.916.715	24,7
-CABA	2.890.151	7,2
Gran Cordoba	1.454.536	3,6
Gran Rosario	1.237.664	3,1
Gran Mendoza	937.154	2,3
Gran S. M. de Tucumán	800.087	2,0
La Plata	643.133	1,6
Mar del Plata	593.337	1,5
Gran Salta	539.187	1,5
Total	19.011.964	47,4

Tabla 15.1: Población de Grandes Centros Urbanos.
(INDEC, 2010)

A partir de los datos obtenidos de la tabla generación promedio de basura por persona por día por Provincia, se calcula el promedio ponderado de los valores para Ciudad de Buenos Aires y provincia de Buenos Aires obteniendo un valor para la región considerada de 1,29 kg por día por persona. Es debido mencionar que es de esperarse que este numero resulte aún mayor ya que la generación dada para la ciudad Buenos Aires, de mayor peso en el promedio ponderado debido a la cantidad de habitantes, promedia la generación de 1^{er}, 2^{do} y 3^{er} cordón, donde se esperaría que el consumo fuese similar al de Ciudad de Buenos Aires, con la generación para el resto de la Provincia donde se esperarían valores menores y similares a los de poblaciones de pequeños y medios centros urbanos y poblaciones rurales. Al mismo tiempo, a partir de dicha tabla se puede observar que las provincias de Córdoba y Santa Fé presentan valores de 1,06 y 1,04 kilogramos por habitante por día. Con estos datos se puede concluir que la región de AMBA supera ampliamente a las dos próximas regiones, Gran Córdoba y Gran Rosario, en generación de basura, tanto en cantidad total como en concentración.

Es importante mencionar que tanto la composición como la tasa de generación de la basura están fuertemente correlacionadas con el poder adquisitivo, el nivel educativo, la estación del año y la ubicación geográfica. Esto explica entonces por qué las provincias más ricas y con más educación (tales como Córdoba y Santa Fe) presentan tasas y promedios altos de generación.

Jurisdicción	Población	Generación/día	Generación per cápita
	Habitantes	Toneladas/día	Kg/hab/día
CABA	3054267	5.792	1,90
Buenos Aires	16659931	19.665	1,18
Córdoba	3567654	3.78	1,06
Santa Fe	3397532	3.525	1,04

Tabla 15.2: Generación de RSU por día por persona por Provincia.
(Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2016)

15.1.2. Disponibilidad de RSU tratado

Continuando con el razonamiento, resta analizar la presencia de plantas separadoras de RSUs que nos permitan obtener materia prima de composición adecuada para abastecer a nuestro proceso y poder mantener la operación en régimen y las emisiones dentro de los niveles aceptados por la ley. La incorporación de residuos con una inadecuada composición o incluso con compuestos peligrosos podría generar tanto daños a los equipos como al medio ambiente. A partir de datos obtenidos en el Informe de Estado de Ambiente 2016, que pueden verse en la figura Departamentos con Separación de RSUs por provincia, podemos ver que tanto Ciudad de Buenos Aires como Gran Buenos Aires presentan un 100 y 48 por ciento respectivamente de departamentos con sistemas de separación de RSUs. Estos consisten tanto en centros sociales de reciclaje operados por cooperativas recuperadoras como en plantas de tratamiento mecánico y biológico. A partir de esto podemos confirmar la viabilidad de la zona de AMBA como área de localización potencial.

Región	Provincias	Cantidad de departamentos	Cantidad de departamentos con sistemas de separación de RSU	Departamentos con sistemas de separación de RSU (%)
Centro	Buenos Aires	134	102	76%
	Partidos GBA	33	16	48%
	C.A.B.A	1	1	100%
	Córdoba	26	4	15%
	Santa Fe	19	12	63%

Tabla 15.3: Porcentaje de departamentos con separación por departamentos.
(Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2016)

15.1.3. Elección de región

Considerando que los residuos son la principal materia prima del proyecto en cuestión, tanto en cuanto al requerimiento en cantidad como al requerimiento de su composición, a partir del análisis realizado y teniendo en cuenta potenciales ampliaciones de planta, AMBA surge como la opción superadora como región para localizar la planta por sobre otras zonas del país.

15.2. Macrolocalización

En el presente análisis se realizará, en primer lugar, una caracterización de las ubicaciones de relevancia para los fines del proyecto basándonos en el volumen de basura concentrado en cada una de ellas y, luego, se utilizará una matriz de selección mediante el método de los factores ponderados para las zonas restantes. Para dicha matriz de selección se considerará como variables obligatorias la legalidad de la actividad, la presencia de plantas de separación de RSUs y la presencia de terrenos de 5 hectáreas. Se considerará como variables deseables, la cantidad de RSUs concentrado en la zona, el volumen de RSUs tratado disponible en la zona, el grado de dependencia del suministro respecto a los partidos proveedores de basura, la disponibilidad de nodo para inyectar energía eléctrica, el acceso a servicios, la disponibilidad de servicios de disposición de residuos peligrosos, y la disponibilidad de mano de obra.

15.2.1. Región de análisis

Para el análisis tendremos en consideración una región ampliada formada por AMBA y otros partidos cercanos que poseen una gran similitud en cuanto a población y generación de basura, y tienen alto grado de conectividad con la zona considerada en el punto anterior.

La región esta formada por CABA y 40 partidos de Buenos Aires: Almirante Brown, Avellaneda, Berazatagui, Berisso, Brandsen, Campana, Cañuelas, Ensenada, Escobar, Esteban Echeverría, Exaltación de la Cruz, Ezeiza, Florencio Varela, General Las Heras, General Rodríguez, General San Martín, Hurlingham, Ituzaingó, José C. Paz, La Matanza, Lanús, La Plata, Lomas de Zamora, Luján, Marcos Paz, Malvinas Argentinas, Moreno, Merlo, Morón, Pilar, Presidente Perón, Quilmes, San Fernando, San Isidro, San Miguel, San Vicente, Tigre, Tres de Febrero, Vicente López, y Zárate.

Según el Censo Nacional de Población 2010, la región totaliza una población de 14,8 millones de habitantes, un 37 % de la población nacional y se encuentra delimitada, como puede verse en la figura, por la ciudad de Campana al Norte, la ciudad de La Plata al Sur, la Ruta Provincial N°6 al Oeste y el Río de la Plata al Este.

Figura 15.2: Mapa CABA y 40 partidos de Buenos Aires.
(Observatorio Metropolitano, 2019)

15.2.2. Puntos de concentración de RSUs

En la siguiente sub-sección se pasan a detallar los puntos potenciales de concentración de residuos solidos urbanos que pueden ser fuente de suministro para el proyecto analizado.

15.2.2.1. Rellenos sanitarios

Para la disposición final adecuada de los RSU generados allí, existen tres rellenos sanitarios en operación por parte de CEAMSE:

1. Complejo Ambiental Norte IIIc: recibe los residuos de CABA y los partidos de Almirante Brown, Avellaneda, Berazategui, Escobar, Esteban Echeverría y Ezeiza, Florencio Varela, Gral. Rodríguez y Gral. San Martín, Hurlingham, Ituzaingó y José C. Paz, Lanús, Lomas de Zamora, y Malvinas Argentinas, Merlo, Moreno y Morón, Pilar, Presidente Perón, Quilmes y San Fernando, San Isidro, San Miguel y Tigre, Tres de Febrero y Vicente López. Esto promedia unos 18.500 toneladas diarias. Cuenta con planta de tratamiento mecánico biológico para una fracción de ellos.
2. Complejo Ambiental Gonzáles Catán: recibe los residuos del partido de La Matanza, una suma de 1.700 toneladas diarias. No cuenta con planta de tratamiento mecánico biológico.
3. Complejo Ambiental Ensenada: recibe los residuos de Berisso, Ensenada, La Plata, Brandsen y Magdalena sumando un promedio de ingreso de 1.060 toneladas diarias. Cuenta con planta de tratamiento mecánico biológico para una fracción de ellos.

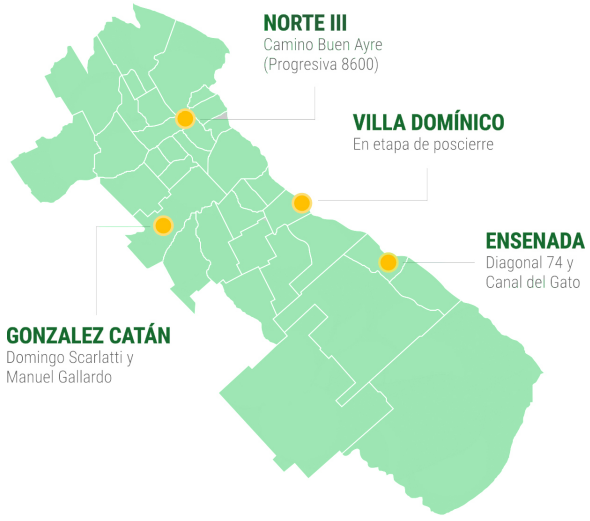


Figura 15.3: Complejos Ambientales CEAMSE
(CEAMSE, 2019a)

15.2.2.2. Plantas sociales de separación y planta de reciclaje

En los partidos de la provincia de Buenos Aires, aquellos en consideración en esta etapa, encontramos, además de los complejos ambientales, otros puntos de concentración relevantes. En CEAMSE NorteIIIc podemos encontrar 9 plantas de separación de carácter social que en

conjunto pueden procesar 400 toneladas diarias y cuyo fin es introducir materiales reciclados al ciclo productivo

En la Ciudad de Buenos Aires existen puntos de concentración de RSUs adicionales. Entre ellos podemos encontrar 15 Centros Verdes de separación distribuidos en distintos barrios de la ciudad donde se trata una fracción de los reciclables presentes en los RSUs. Allí trabajan cooperativas sociales y tienen como finalidad formalizar el trabajo de los recicladores urbanos. La capacidad de estos centros se encuentra entre 20 y 30 toneladas por día. Podemos tomar como ejemplo el Centro Verde Barracas, en él trabajan diariamente aproximadamente 300 recuperadores urbanos y procesan 500 toneladas de RSUs por mes.

También funciona en la ciudad el Centro de Reciclaje de Villa Soldati perteneciente al gobierno de la ciudad, este cuenta con 5 plantas de procesamiento:

1. Planta de áridos y restos de construcción: tiene una capacidad de 3.000 toneladas por día y, como su nombre lo indica, trata distintos tipos de residuos de la construcción que, como se vio en el análisis de RSUs del análisis de Mercado, no son aptos para valorización térmica.
2. Planta de tratamiento de residuos forestales: cuenta con una capacidad máxima de 100 toneladas diarias y presenta gran estacionalidad en su actividad debido a la existencia de una veda, en las estaciones de primavera y otoño, durante las cuales no hay poda en las comunas de la Ciudad.
3. Planta de procesamiento de botellas de PET: cuenta con una capacidad para tratar 10 toneladas diarias.
4. Planta de Orgánicos: cuenta con una capacidad para tratar 30 toneladas diarias, recibe materiales orgánicos los cuales procesa para obtener un producto bioestabilizado.
5. Material Recovery Facility: es una planta semiautomática de separación para residuos secos, tiene como fin la reintroducción de los materiales al circuito productivo y cuenta con una capacidad de 10 toneladas por hora.

15.2.2.3. Preselección de zonas

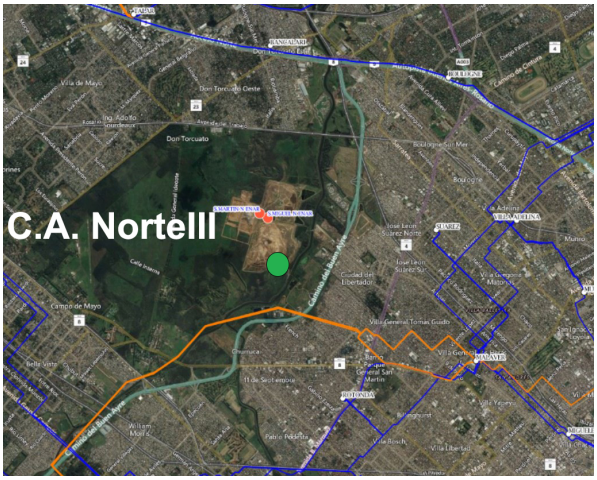
A partir de lo analizado podemos concluir que tanto por la dispersión como por la cantidad de basura concentrada, las plantas de separación social no podrían abastecer las 1.000 toneladas de RSUs tratados necesarias para el proceso de termovalorización. Por esta razón, se prosigue con el análisis teniendo en cuenta los 3 rellenos sanitarios mencionados.

15.2.3. Matriz de selección

A continuación se realizará la matriz de selección mediante el método de factores ponderados para conocer la región superadora entre las tres elegidas.

Por un lado, todas ellas se encuentran en Provincia de Buenos Aires donde la actividad de termovalorización es legal (en CABA no lo fue hasta 2017) y hay aparente gran disponibilidad de terrenos de 5 hectáreas. Sin embargo, si bien las tres regiones son puntos de concentración de suficientes RSUs, solo dos de estas cuentan con separación, C.A. Norte II y C.A. Ensenada, y, siendo esta nuestra tercer variable obligatoria, queda descartada la región del C.A. Gonzales Catán. Los restantes, C.A. Norte III y C.A. Ensenada, cuentan con plantas de tratamiento mecánico biológico con capacidades de tratamiento de 1250 y 900 toneladas diarias respectivamente.

Avanzando hacia el análisis de las variables deseables, en primer lugar, en cuanto a concentración de basura, a partir de la información analizada, la región del C.A. Norte III reúne una cantidad aproximadamente 18 veces mayor que la región del C.A.Ensenada (18.500 toneladas diarias vs. 1.060 toneladas diarias), el cuál apenas alcanza a superar las necesidades de nuestro proceso. En segundo lugar, en cuanto a la cantidad de basura tratada, el procesamiento diario de la región del C.A. Norte III es suficiente para abastecer el proceso mientras que el de la región del C.A. Ensenada es un aproximadamente un 90 % del necesario (1.250 toneladas diarias vs. 900 toneladas diarias). En tercer lugar, en cuanto a disponibilidad de nodo, las regiones de ambos C.A. poseen numerosos nodos en su cercanía pero la distancia a recorrer es menor en el caso de la región del C.A. Ensenada (1,2 km. (220 kV.) y 2,2 km. (13,2 kV.) vs. 3 km. (13,2 kV.) y 4 km. (13,2 kV))



(a) Mapa satelital región NorteIII.
(Geosadi CAMMESA, 2019)

(b) Mapa satelital región Ensenada.
(Geosadi CAMMESA, 2019)

En cuarto lugar, en cuanto a independencia de suministro, como se vio en la sección

Rellenos Sanitarios, C.A. Norte III recibe RSUs de CABA y 27 partidos de Buenos Aires mientras que el C.A. Ensenada los recibe de 5 partidos, esto posiciona al C.A. Norte III con una mayor independencia en cuanto al riesgo de que uno o más partidos proveedores cambien el lugar de disposición final de sus RSUs.

Por ultimo, en cuanto a las variables de acceso a servicios, disponibilidad de servicios de disposición de residuos peligrosos y disponibilidad de mano de obra calificada, en forma aparente, por su cercanía a regiones densamente pobladas e industrialmente activas, ambas regiones cuentan con suficiente disponibilidad para cubrir las necesidades del proyecto. Las necesidades de personal y mano de obra calificada podrían incluir ingenieros, técnicos especializados y personal sin calificación especial.

Necesidades			Alternativas de localización				
			C.A. Nortelllc		C.A. Gonzales Catán	C.A. Ensenada	
Obligatorias	Legalidad de la actividad		Si		Si	Si	
	Disponibilidad Terreno		Si		Si	Si	
	Planta de separación		Si		No	Si	
Deseables	Concentración de Basura	25	10	250		4	100
	Cantidad Basura Tratada	20	7	140		5	100
	Disponibilidad de Nodo	15	8	120		8	120
	Independencia del suministro	10	10	100		5	50
	Acceso a servicios	10	10	100		10	100
	Servicio Residuos peligrosos	8	8	64		8	64
	Mano de obra Calificada	12	10	120		10	120
		100		**894**			654

Tabla 15.4: Matriz de selección de región.

Como resultado de la matriz de selección podemos observar que la región superadora para profundizar en la sección de microlocalización es la del C.A. NorteIII.

15.3. Microlocalización de la planta de valorización térmica

En la presente sección se analizará cuál es el emplazamiento a elegir en la zona del Complejo Ambiental NorteIII. A continuación podemos observar una imagen satelital de la zona.

Figura 15.5: Mapa de la zona del C.A. Norte III.
(Geosadi CAMMESA, 2019)

Esta etapa del proyecto es crítica pues cualquier modificación posterior implica costos elevados de inversión de capital, de transición y de burocracia asociada. Es importante comprender la disponibilidad de terrenos en inmediaciones de la región obtenida en el proceso de macrolocalización. No existe un cálculo claro acerca del tiempo de vida de los rellenos sanitarios de Norte III en general pues la cantidad de rellenos sanitarios declarados como disponible ha variado sustancialmente el tiempo. Luego de consultar con ingenieros con experiencia en la temática, al contar con el terreno de Campo de Mayo en proximidades al predio de Norte III se ha ido ganando terreno a este campo militar con fines de destinarlo a relleno sanitario. Los terrenos que se encuentran del lado norte del Río Reconquista son potenciales rellenos lo cuál explica por qué el CEAMSE podría explotarlos en un futuro. Con esto en mente, el Gerente de Nuevas Tecnologías de CEAMSE explicitó dos posibles lugares donde se podría establecer la planta, al plantear un estimado de espacio de 5 has. El primero de ellos junto a la planta de líquidos lixiviados del Complejo Ambiental Norte II y el segundo al norte del ya clausurado Complejo Ambiental Norte III.

Figura 15.6: Visualización del terreno A en el C.A. Norte III.
(Geosadi CAMMESA, 2019)

Figura 15.7: Visualización del terreno B en el mapa del predio CEAMSE
(Geosadi CAMMESA, 2019)

15.3.1. Enfoque del análisis

Es importante destacar que en el presente proyecto el mercado proveedor está localizado a la salida de la planta TMB o de una eventual separadora en el mismo predio, y el mercado demanda será el nodo Malaver. Al haber una sola entrada de cargas tanto a la entrada como a la salida carece de sentido el uso del método de carga distancia que tiene como objetivo ”seleccionar una

localización que minimice el total de las cargas ponderadas que entran y salen de la instalación", debido a que este método está enfocado en múltiples cargas de entrada y salida y eso no está reflejado en la operatoria del presente. (Paz & Gomez, 2015)

Considerando esto se planteará entonces un análisis de factores y una matriz de ponderación de factores con un enfoque cuantitativo precedida de un fuerte análisis cualitativo para así combinar estos dos aspectos y tener una visión integral que permita lograr una localización óptima.

15.3.2. Facilidad de acceso

En ambos casos los terrenos se encuentran contenidos en predios del CEAMSE, son accesibles a través del "Camino Parque del Buen Ayre", y este último es explotado también por la empresa. Sin embargo, las entradas a considerar no son las mismas: el terreno A se encuentra en el próximo a la planta de lixiviados, que se encuentra a la par de Norte III en tanto que el terreno B está emplazado entre Norte II y el río.

De todas maneras se han podido identificar con éxito empalmes entre el Camino Buen Ayre y trazados internos que si bien deben ser acondicionados para un flujo de camiones diario y exhaustivo, dejan a ambas alternativas en una buena y similar posición en materia de accesibilidad.

Las distancias a recorrer internamente sí varían: en tanto que en el caso del terreno A son aproximadamente 700m desde la autopista, en el caso del terreno B son aproximadamente 1.4km desde la autopista. El medio utilizado sigue siendo el mismo: camiones que acarrean los residuos desde los centros de transferencia o puntos de recolección urbanos en ambos casos.

Figura 15.8: Acceso al terreno A en el mapa del predio CEAMSE
(Geosadi CAMMESA, 2019)

Figura 15.9: Acceso al terreno B en el mapa del predio CEAMSE
(Geosadi CAMMESA, 2019)

15.3.3. Costo del terreno

Tanto en el terreno A como en el terreno B la tenencia se encuentra en manos del CEAMSE. Es por esto que se procedió a consultar en primera instancia con el Ing. Marcelo Rosso, gerente de Nuevas Tecnologías del CEAMSE, acerca de la modalidad con la que acostumbran trabajar dado que se cuenta con el antecedente de la planta de Biogás operada hoy por el Grupo Roggio.

La respuesta contuvo un solo escenario, coincidente con la Ley N° 11.769 de la Provincia de Buenos Aires (que regula la generación, transporte y distribución de energía eléctrica), en el que se otorgan los terrenos por concesión a la empresa que lleve adelante el presente proyecto. Esto está basado en la Ley, en la proyección del experto conociendo la situación actual y en el prontuario que tiene el CEAMSE acerca de la concesión de terrenos para este tipo de proyectos, siendo la planta de biogás y la de generación de energía tradicional dos claros ejemplos de esto.

Al mismo tiempo hay otros proyectos que involucran al CEAMSE que aplican la concesión de terrenos durante 2018 y no están relacionados con la provisión de energía eléctrica, tal como las licitaciones abiertas relacionadas con un área de servicios (Concurso de Proyectos Integrales 01/18) y un tendido de fibra óptica (Concurso Público de Precios Nro. 05/18) en el Camino Parque del Buen Ayre.

La concesión del terreno no implica una cesión, sino un permiso para explotarlo con un fin determinado por un período de tiempo definido. Así, los ejecutores del proyecto nunca serán dueños del terreno siendo este controlado en última instancia por el estado, y contando con el riesgo de realizar elevadas inversiones de capital en un espacio no propio.

En cuanto a las ventajas impositivas, ambas localizaciones se encuentran en el ejido municipal de José León Suarez, en la misma zona (a la vera del río) y al lado del CEAMSE. Al momento de explorar las oportunidades de ventajas impositivas se buscaron los regímenes de promociones industriales localizados mayormente en los parques industriales.

El parque industrial más cercano es el ”Parque Industrial Suarez”, que si bien presenta ventajas desde la perspectiva de los impuestos, se encuentra fuera del radio planteado en la macrolocalización y no se configura como una alternativa posible.

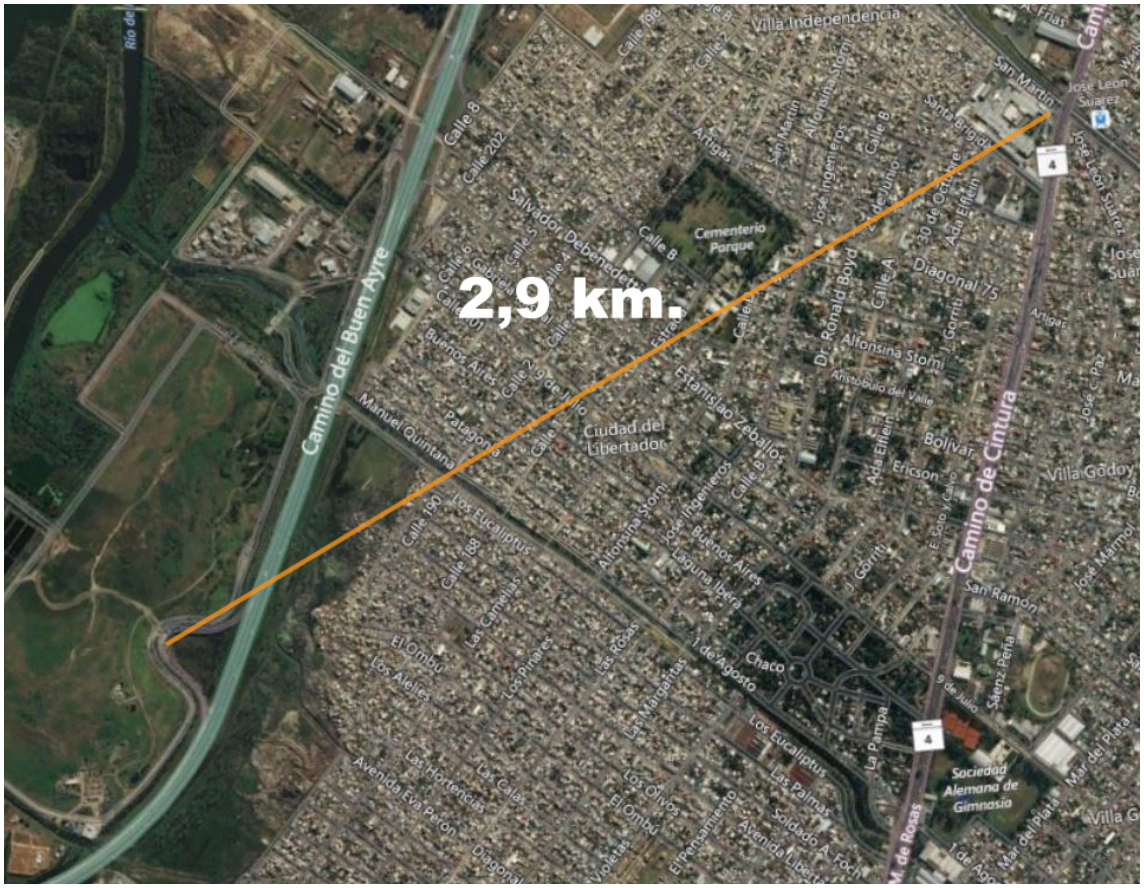


Figura 15.10: Ubicación del Parque Industrial Suarez
(Geosadi CAMMESA, 2019)

15.3.4. Características del suelo

Al tratarse de un proyecto a emplazar próximo a un relleno sanitario y vinculado a su proceso se deben tener en cuenta los aspectos críticos que permitan la factibilidad del proyecto y reduzcan el impacto ambiental. Por ende se siguieron los lineamientos de otros estudios de suelos realizados en AMBA que consideren los rellenos sanitarios, y se realizaron las adaptaciones pertinentes al presente proyecto (Pereyra, 2002). En esta línea, se abarcaron los siguientes puntos:

- Topografía.
- Nivel de suelos.
- Geomorfología.
- Nivel freático.
- Principales problemas ambientales.

A modo de conclusión en este aspecto no se encuentran grandes diferencias entre los terrenos A y B. El terreno B es levemente más elevado, pero a un nivel poco significativo. El estudio detallado puede encontrarse en el anexo P.

15.3.5. Costos operativos asociados

En la siguiente sub'sección se detallan los distintos costos operativos que se ven afectados por la localización del proyecto.

15.3.5.1. Costo de transporte de los residuos

El costo de transporte de los residuos se había considerado en el estudio de Mercado como parte del fee de recolección que varía entre 40U$S/ton y 60U$S/ton. Sin embargo desde la perspectiva de la localización se debe conocer el costo de transporte de los residuos desde la salida del TMB hasta los terrenos A y B.

Considerando que el medio utilizado siguen siendo camiones, se observa (Acurio, Rossin, Teixeira, & Zepeda, 1997) la siguiente distribución de costos que es coherente con el rango propuesto anteriormente:

- Recolección: 24U$S/ton
- Transporte: 17U$S/ton
- Disposición final: 3,8U$S/ton
- Total: 43,8U$S/ton

Al mismo tiempo se logró contactar a la empresa de servicios logísticos de residuos "Chamical" y a la compañia "Benito Roggio" que manifestó su tarifario en toneladas sin incluir la distancia siempre que esta se encuentre en un radio menor a 30 km, validando lo propuesto por el estudio anterior. Si se supera este radio no se ofrece la prestación del servicio, lo cual deja entrever que asignar el costeo por tonelada en un rango de distancia es lógico en el caso de los residuos.

Sin embargo, en este caso no se están trasladando residuos sino la salida de la planta del TMB por lo que se tomará el precio de referencia de transporte de la Confederación Argentina del Transporte Automotor de Cargas, situado en alrededor de 1 U$D/(ton*km). Para este caso se tomará el peor escenario en que no se pudiera partir el precio, considerando así este valor para ir desde la salida del TMB hasta la entrada de la planta.

El terreno más restrictivo en cuanto a alternativas de transportes es el B, porque no existe un camino interno que una el TMB con el terreno B, permitiendo solo el transporte en camión, en principio a través del Camino del Buen Ayre o del desarrollo de un camino interno que no será en línea recta pues se interferiría en ese caso con el Parque San Martín. Consecuentemente, se tomará el valor de 17 U$S/ton para el transporte en este caso, por los casi 7 km que distan entre la salida del TMB y el terreno B.

Si se elige emplazar el proyecto en el terreno A hay un costo máximo de 1 U$S/ton dado por el transporte en camión para cubrir los aproximadamente 650 m pero también aparecen otras opciones tales como:

- Cinta transportadora: esta tecnología es de uso extendido en el ámbito minero, en especial para distancias para menores a 30km. En este caso se espera una inversión mayor que la requerida para los camiones pero luego un costo estimado de operación más bajo, dado mayormente por el mantenimiento (recambio de cinta), energía, y desgaste mecánico.

  Existe la posibilidad de cubrir la cinta para mantener los materiales secos; esto es crucial para no humedecer los residuos que salen de la etapa de separación y mantener su poder calorífico. En cuanto al proveedores solamente se encontraron jugadores enfocados a la industria minera, tales como Zenith Crushers y Flexatec.

Figura 15.11: Cinta Transportadora Cubierta
(Rumelca, 2019)

- Vía con carretillas La otra opción propuesta es el uso de carretillas en vías, del mismo modo en que los carros mineros circulan en vías destinadas a tal fin. Esto requiere una inversión en vías y es poco flexible en caso de necesitar mover el recorrido, y a diferencia de la opción de una cinta transportadora no provee un flujo continuo de material.

  De todas maneras esta alternativa no se encuentra tan expandida en el mercado lo que plantea un riesgo desde la perspectiva de mantenimiento y proveedores de servicios.

Figura 15.12: Vía con carretillas utilizada en minería

15.3.5.2. Costos de transporte e inyección de la energía eléctrica

En un proyecto de esta magnitud es de suma importancia considerar como se traslada la energía eléctrica y se disponibiliza para la demanda. Esto, estudiado con profundidad en el análisis del mercado permite partir el problema en dos aristas para facilitar su análisis: costo del tendido eléctrico y costo por pérdidas asociadas. Sin embargo, como se explicará más adelante, el tendido eléctrico tendrá un impacto únicamente financiero de gravedad no mayor en la composición del presente proyecto por lo que no será tenido en cuenta en esta parte del análisis.

Si se tiene en cuenta que las pérdidas en conductores por cada km son de 0,5 U$D/km*MW, en ambos terrenos se encuentra que las pérdidas eléctricas kilómetro pueden estimarse en 120 U$D/día, siendo entonces la pérdida en conductores un criterio no apto para decidir. De todos modos, considerando esto para los dos terrenos se tiene:

- Terreno A. Conexión al nodo Malaver. Distancia al nodo: 8 km . Costos relacionados con transporte de energía eléctrica: 120 U$D/día.
- Terreno B. Conexión al nodo Malaver. Distancia al nodo: 7 km. Costos relacionados con transporte de energía eléctrica: 105 U$D/día.

En la sección de conexión al nodo se especificarán las razones específicas por las que podremos conectarnos únicamente al nodo Malaver.

15.3.5.3. Costo de transporte del scrap

Estimado en función de análisis previos se confeccionó un balance de masa que puede ser encontrado en la figura 20.3. De allí se puede reconocer que el 17 % de la masa ingresada saldrá del proceso como scrap, lo que implica 160 ton diarias de materiales salientes.

Si se tiene en cuenta un único proveedor de camiones y se estima el mismo costo de 1 U$S/(km*ton) mencionado en el apartado 15.3.5.1 se tiene:

- Terreno A. Distancia al relleno Sanitario: 2,5 km . Costos relacionados con transporte de scrap: 400U$D/día.
- Terreno B. Distancia al relleno sanitario:5km . Costos relacionados con transporte de scrap: 800U$D/día.

Si bien hay una diferencia de coste, este no es significativo en función de la inversión a realizar.

15.3.6. Accesibilidad a servicios (agua, electricidad y gas)

En cuanto a la accesibilidad a servicios ambos terrenos se encuentran en una zona industrial que facilita la conexión y asegura la provisión de todos estos. En detalle se puede encontrar:

- Agua: la provisión estará dada en mayor medida por el Río Reconquista y agua de pozo.
- Gas: en este punto no se ve como factible el aprovechamiento de la salida de la planta de biogás debido a que el negocio se encuentra montado, por lo que se procederá a conectarse a la red.
- Energía: como nodos de gran porte se encuentran Rotonda, Suarez y Malaver muy cerca de la instalación).

15.3.7. Factores de decisión de microlocaliación

Teniendo en cuenta los factores mencionados anteriormente se procedió a analizar puntillosamente cada factor para así elegir entre las dos alternativas. Las variables consideradas son:

- Disponibilidad de servicios. Tanto de red como naturales (agua de río). En este punto no se notan diferencias.
- Estado del suelo del terreno. Dado que el área elegida está en la cuenca del Río Reconquista, es importante tener en cuento este aspecto que influirá de gran forma en las obras civiles a desarrollar. En este punto no se notan diferencias significativas.
- Costo del transporte interno. Estará dado por el transporte de los insumos, de la materia prima, y del scrap. Los valores por toneladas en este caso serán iguales pero la diferencia estará en el tiempo de operación. En este punto no se notan diferencias significativas. Si bien existen a nivel numérico, no son representativas en la magnitud del proyecto.
- Costo de transporte al nodo. Dado mayormente por las pérdidas eléctricas que son función de la distancia al nodo. En este punto no se notan diferencias significativas. Si bien existen a nivel numérico, no son representativas en la magnitud del proyecto.

Con esto en mente entonces es importante buscar más factores que permitan tomar una decisión entre los dos terrenos. Además de que el terreno A es el recomendado por el Ing. Marcelo Rosso, es el que se encuentra más cercano y conectado a las demás plantas del CEAMSE (TMB, Lixiviados) y al relleno sanitario.

Considerando entonces no solo los resultados numéricos desde la perspectiva de los costos (de transporte y eléctricos) sino también los aspectos cuantitativos, la cercanía con el TMB y la presencia de áreas de servicios para trabajadores que ya asisten a la planta de lixiviados y al TMB se procederá a situar el proyecto en el terreno A.

CAPÍTULO 16: SUMINISTRO

En el marco del presente proyecto se identifican diversos suministros: materia a transformar (residuos), energía, agua y servicios logísticos. En el presente capítulo se hará foco en el suministro de los residuos que son un factor estratégico clave para el desarrollo del proyecto.

Durante el análisis de mercado se realizó un análisis exhaustivo del tópico en cuestión, del cuál se extraerán las conclusiones más importantes y se tomará aquello como punto de partida. Esto puede encontrarse en el Capítulo 7 ”Tratamiento de residuos en Argentina, enfoque en Buenos Aires”del documento. La combinación de aquel trabajo con nuevas fuentes de información que enriquecen el análisis constituyen el punto de partida para el presente capítulo.

Dado que el proyecto estará localizado en el AMBA, el proveedor de RSU será el CEAMSE. Esta institución procesa la mayoría de los residuos de AMBA y CABA, y posee revisiones periódicas acerca de la cantidad y calidad de los residuos lo cuál plantea un escenario más favorable para realizar un análisis de ingeniería como el presente.

A grandes rasgos se pueden identificar tres responsables principales de la basura en el proceso que abarca desde la generación hasta la llegada a la entrada de la planta de Tratamiento Mecánico Biológico (TMB).

1. Generación y disposición inicial

   Implica el proceso que va desde la generación domiciliaria hasta el container en la vía pública. En este punto aparecen en algunos municipios los recicladores urbanos que realizan una separación manual y extraen los materiales que son considerados reciclables (para más detalles, ver Capítulo 7).

2. Recolección.

   Llegada esta instancia solo se considera la masa de basura sin los extractos de los recicladores urbanos. Se identifican 25 municipios, incluyendo el de la Ciudad de

Buenos Aires, en toda el área metropolitana. Este proceso está operado mayormente por empresas privadas que son contratadas por los municipios para tal fin.

3. Transporte

   Etapa normalmente operada por agentes privados. Puede haber un proceso de cross docking representado a través de centros de transferencia, o puede la basura dirigirse directamente desde los puntos de recolección hasta la planta de tratamiento sin compactación previa ni traslado a otro medio de transporte. El medio elegido es el camión, y las distancias de transporte de la carga no exceden los 50km.

La mayor fuga de masa de residuos a procesar se da en la etapa de ”Generación y disposición inicial”gracias a los recicladores urbanos. En los centros de transferencia, que como se comentaban pueden ser parte de la cadena o no, se identifica una potencial reducción en volumen para facilitar el traslado pero no hay pérdida de masa.

16.1. Masa de residuos a procesar

La masa de residuos a procesar es un parámetro que debe conocerse para poder dimensionar el sistema de separación. Esto puede tener influencia no solo en la escala de la máquina o proceso a instalar sino también en la tecnología a utilizar, por lo que se procedió a tomar los puntos más relevantes del análisis realizado previamente.

En el proceso que va desde la etapa de transporte hasta la disposición final solamente se encuentra una pérdida de masa en el TMB debido a la materia que se dirige a procesos de reciclado luego de la separación. La planta de TMB procesa 1250 ton/día y en el año 2019 se estima haber dispuesto en promedio 17480 ton/día (ver Figura 16.1), lo cuál arroja un valor de aproximadamente 18500 ton/día de residuos procesados en Norte III por CEAMSE. La diferencia con lo generado se estima que se debe a las otras plantas de procesamiento y los procesos de reciclado.

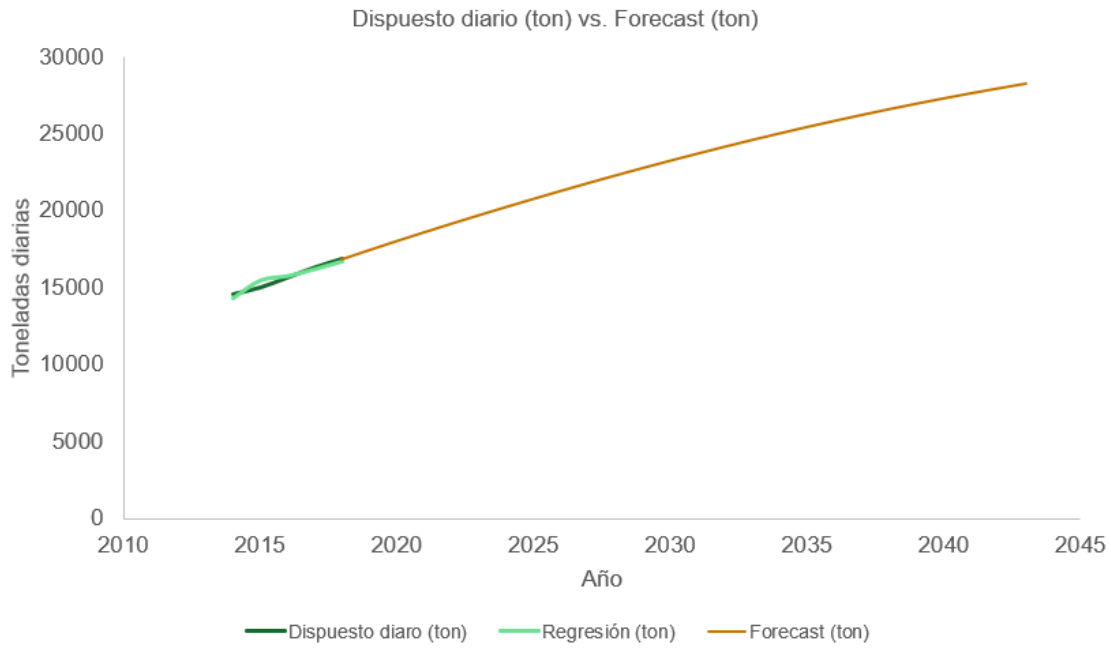


Figura 16.1: Basura dispuesta, histórico y proyecciones

16.2. Proceso de separación de la basura

En el proceso de valorización de los residuos se encuentran varios aspectos que obligan a la realización de una separación antes de cualquier etapa térmica. Estos son:

- Aspectos técnicos.

  La inercia térmica de los componentes áridos y metales reducen la eficiencia de cualquier proceso de valorización; son materiales cuya presencia en un quemador dificulta el quemado, consumen recursos energéticos y no entregan valor en la transformación del residuo.

- Aspectos legales. Como se menciona en el apartado 11.3 (Separación de residuos previa a valorización) la normativa legal obliga a contar con una separación en planta con fines de que el reciclado siga siendo una alternativa atractiva para los residuos cuando se cuenta con la posibilidad de valorizar térmicamente.

La masa de residuos a separar dependerá de la masa a procesar aguas abajo, lo cuál será pertinentemente calculado mayormente en función de la energía a obtener a partir de la valorización considerando todos los aspectos ingenieriles, de mercado y de legislación que correspondan. En la misma línea es importante entonces haber realizado un análisis profundo acerca de las diversas potenciales capacidades de la etapa separadora pues esto dará mayor

libertad a la hora de, en última instancia, decidir el flujo de basura a procesar. Los estadios potenciales serán proyectados partiendo desde el estadio actual.

16.2.1. Situación actual de la separación

En la actualidad se puede encontrar una planta de TMB (Tratamiento Mecánico Biológico) localizada en Norte III que es capaz de procesar aproximadamente 1.250 ton/día. La capacidad es ampliamente inferior a lo procesado por el complejo lo cual genera que aunque se encuentre funcionando a tope de su capacidad, no llega a procesar ni la cuarta parte de la basura que recibe aquel complejo. En la actualidad esta planta es operada por el privado Grupo Roggio, quien posee facultades para explotarla por hasta 2025 (CEAMSE, 2013).

La planta actual está separada en dos etapas (CEAMSE, 2017b). En primera instancia hay una separación manual de residuos secos y húmedos, donde se recupera mayormente papel, plástico y vidrio. Luego, a través de un proceso de separación magnética se retiran los metales gracias a la fuerza de atracción proveniente de imanes (Stemm, 2015).

El contrato entre el Grupo Roggio y el CEAMSE es un instrumento entre privados pero se obtuvo, a partir de fuentes confidenciales, un estimado de 1500$/ton ̃30U$S/ton que el CEAMSE abona en concepto de separación. Los residuos rechazados, esquematizados en la Figura 16.2 son dispuestos sin costos por este último.

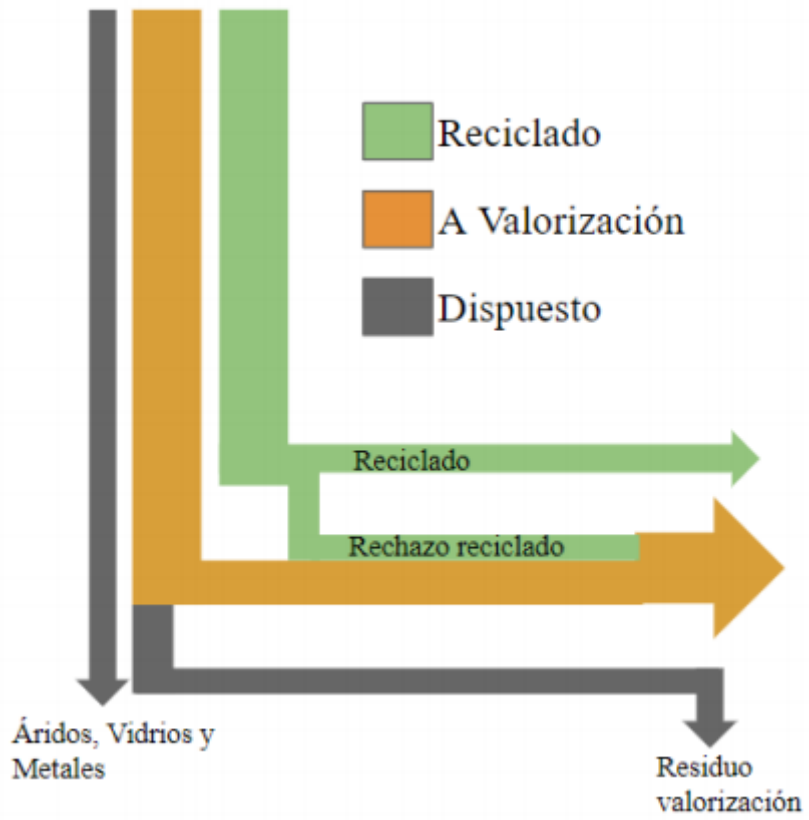


Figura 16.2: Diagrama de separación de fracciones valorizables reciclables y a disponer en planta separadora.

16.2.2. Análisis de la ampliación de la planta de TMB

La planta posee una capacidad instalada de 1.100 ton/día que, como se comentaba en la sección anterior, está dada por un proceso manual y otro automático. En este contexto es importante preguntarse qué pasaría si se desea aprovechar la inversión ya realizada para separar un volumen aún mayor de residuos. Al consultar esto con fuentes cercanas al CEAMSE. se obtuvieron los siguientes puntos a considerar:

- Velocidad de la línea.
- Capacidad del separador magnético.
- Cantidad de operarios que se pueden anexar.

En la actualidad la planta de TMB se encuentra trabajando a tope de su capacidad, y se propone ampliar la capacidad de la línea a partir de la proliferación de la separación en origen. Esto generará que los reciclables que hoy se encuentran sucios puedan ser efectivamente reciclados.

16.3. Análisis de la instalación de una planta separadora

Al momento de instalar una planta de este tipo se plantea indirectamente una gestión integral de los residuos desde la etapa posterior a la recolección hasta la disposición final. Así, se deben considerar algunos puntos fundamentales (United Nations Habitat, 2010):

- Sistema de recolección establecido y maduro. Este apartado es cumplido con creces y abastece al CEAMSE desde hace más de 30 años de manera diaria. Es importante recordar el caso de la crisis financiera que azotó al CEAMSE en 1991 donde se observó la emisión de bonos por parte del Gobierno Provincial y de la Ciudad de Buenos Aires para no cesar con la recolección y procesamiento de los residuos por el costo político que esta acción generaría (C. Bartone, Triche, & Schertenleib, 1991).
- Provisión mínima de al menos 150 ton/día de residuos a procesar. Se puede observar en la Figura 16.1 cómo crece la basura dispuesta en un esquema donde no se introducen proyectos de este tipo. Sin embargo no es necesario el crecimiento para asegurar el abastecimiento; hoy en día se procesan menos del 10 % de los residuos en la planta de TMB (aproximadamente 1.000 ton/día) por lo que la generación actual ya es suficiente físicamente para asegurar esta masa diaria. Al mismo tiempo, una asociación con el CEAMSE permitirá firmar un contrato para comprometer a esta parte a entregar los residuos en los términos que luego se acuerden.
- Disposición en rellenos sanitarios controlados disponible. El rechazo es inherente al proceso de separación lo que genera indefectiblemente la disposición final, y si no se cuenta con un proveedor de este servicio disponible no tendrá sentido realizar el proceso pues el efecto de mala disposición contrarrestará la disminución de la contaminación causada por el proceso de WTE (Ejaz, Akhtar, Nisar, & Naeem, 2010) (Funk, Milford, & Simpkins, 2013).
- Tecnologías disponibles. Hace referencia a las diferentes maneras de separar los residuos, cada una con sus diferentes requerimientos, grados de complejidad y eficiencias. Para más detalle, visitar Anexo Q.

Figura 16.3: Diagrama de bloques conceptual del proceso de separación.
Fuente: (International Solid Waste Association, 2017)

16.3.0.1. Experiencias similares en la región

Es importante analizar las experiencias en los demás países de Latinoamérica en materia de separación de basura, para tener así un *benchmark* influenciado por la realidad regional.

Así, se analizan las siguientes situaciones en materia de separación (Sáez & Urdaneta, 2014):

- Chile. Se recicla la mitad del papel y el cartón desechado.
- Colombia. Alta tasa de reciclaje de papel, con 57 toneladas recicladas por cada 100 producidas.
- Ecuador. Se estima la recuperación del 40 % del papel y el cartón.
- México. Instalación de plantas de selección y aprovechamiento de RSU con una capacidad de 5500 ton/día desde 1994.

Si bien se han encontrado numerosos estudios de prefactibilidad de WTE para otros países en Latinoamérica (potencial paso posterior a la separación) no se han encontrado plantas industriales en operación de este tipo en la realidad. De todas maneras, estas cifras sirven para tener una referencia sólida a modo de *benchmark* y evitar así la comparación directa con Europa donde la administración de la cadena de residuos municipales se encuentra más desarrollada y hay más pretratamiento y tratamiento.

16.3.1. Costos de la separación de basura

El costo de la separación de basura está íntimamente ligado a la fracción que se desee separar y el nivel de calidad que se desee en este proceso. Como se puede ver más arriba, la selección de la tecnología a utilizar estará basada en el *output* que se desee tener. Asimismo, el proceso de separación de basura desde la perspectiva económica está dado mayormente por dos factores: el coste de separar la basura en sí y el precio de los materiales recuperados (International Solid Waste Association, 2017).

A partir del informe se toma un valor promedio de separación por tonelada de 62U$S/ton de basura que entra al sistema (Ecotec Research & Consulting, 2002). Si bien estos valores son válidos para la Unión Europea, al regir el siguiente proyecto por la normas europeas tiene sentido considerar este valor como referencia.

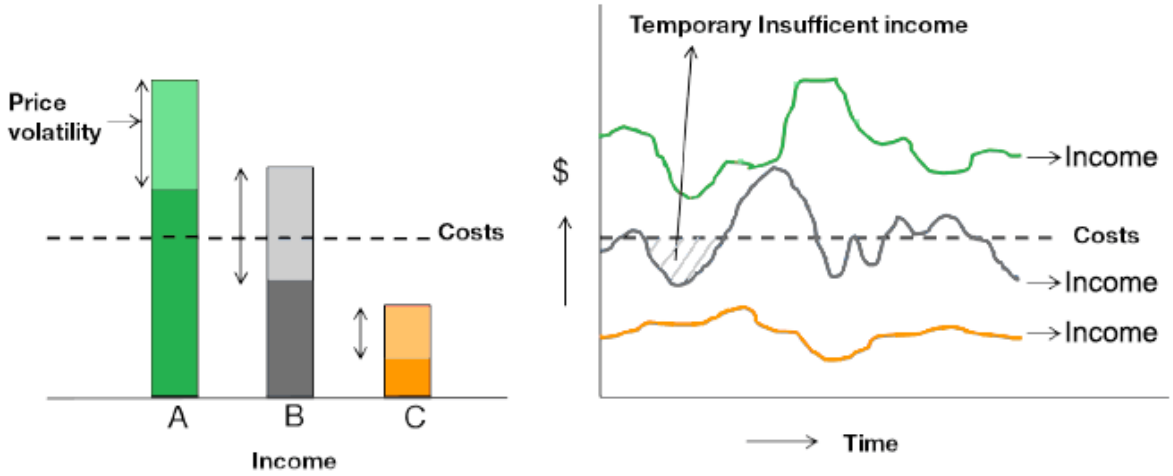


Figura 16.4: Efecto de la volatilidad del precio en el tiempo
(International Solid Waste Association, 2017)

En cuanto al precio de los materiales a vender, como se puede ver en la Figura 16.4 hay una volatilidad importante. Si se considerara el proyecto sólo como la separación de basura y ventas de materiales el riesgo asociado a este sería mucho mayor que en el planteo del presente proyecto; como input para un proceso de valorización energética donde la entrada de dinero estará dada en mayor parte por la venta de energía.

CAPÍTULO 17: PROCESOS DE VALORIZACIÓN TÉRMICA

17.1. Desarrollo general de tecnologías principales

Dentro de esta etapa del estudio de prefactibilidad, resulta crucial la selección apropiada de la tecnología para el proceso de termovalorización. Siendo de este capítulo del cual dependerán todos los demás procesos tanto anteriores como posteriores. No todos los procesos disponibles se comportan de la misma manera ante distintas características de los residuos, y la aplicación de una tecnología desarrollada para un residuo de características inadecuadas puede producir un comportamiento inadecuado. Ante esto se desarrollarán las tecnologías principales y sus rangos de aplicación con el objetivo de preseleccionar aquellas acordes a las posibilidades de aplicación del proyecto.

Como se mencionó en la sección de mercado, los procesos de valorización principales a analizar son:

1. Incineración
2. Pirólisis
3. Gasificación
4. Depolimerización catalítica

17.1.1. Incineración

La combustión de los RSU es un proceso complejo, dada la heterogeneidad de la alimentación sumada a la diversidad de fenómenos físico-químicos que ocurren, como el secado, la deshidratación y la gasificación. La operación de las distintas tecnologías de incineración tienen en común el operar en exceso de aire para asegurar una combustión completa y a temperaturas controladas para evitar la fundición de la escoria y la producción excesiva de óxido de nitrógeno. En general, las técnicas de incineración tienen la ventaja de poder trabajar con un rango amplio de composición de residuos dependiendo del horno

implementado, con la desventaja de un alto grado de tratamiento de humos que debe realizarse para cumplir con las reglamentaciones ambientales. Para asegurar la destrucción de las moléculas orgánicas complejas que pueden salir con los gases de combustión, se someten estos gases a un proceso adicional en el cual la temperatura es superior a 850°C durante un tiempo no inferior a 2 segundos, afectando la eficiencia de la planta. El producto de la incineración es calor para ser utilizado en ciclos de vapor con generación de energía.

Las distintas tecnologías de hornos para combustión de RSU se dividen en hornos de parrillas fijas y de parrillas móviles, hornos rotatorios, de lecho fluidizado burbujeantes o lecho fluidizado recirculantes, etc (Arturo Romero, 2005). Cada uno con distintas ventajas, desventajas y restricciones de alimentación, como muestra la tabla 17.1 en la página 137.

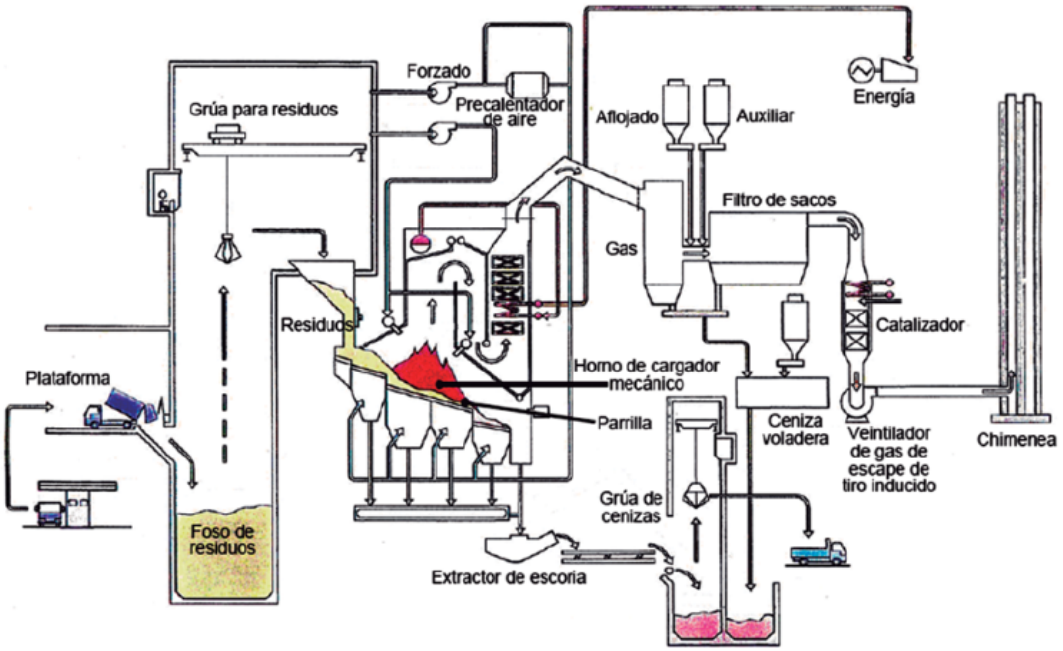


Figura 17.1: Esquema de una planta de incineración (estilo parrilla) con recuperación de energía

(Rúa-Orozco et al., 2015)

Técnica	Características claves e idoneidad de los residuos	Ventajas	Desventajas	Costes
Parrilla móvil refrigerada por aire	• poderes caloríficos bajos a medios (PCI 5-16,5 GJ/t) • residuos urbanos y otros residuos sólidos heterogéneos • puede aceptar una parte de lodo de depuradora y/o residuos clínicos con residuos urbanos • se aplica en la mayoría de IRSU modernas	• muy ampliamente probada a gran escala • robusta, bajo coste de mantenimiento • largo historial operativo • puede aceptar residuos heterogéneos sin preparación especial	Generalmente no adecuada para polvo, líquidos o materiales que se fundan y atraviesen la parrilla	Su alta capacidad reduce el coste específico por tonelada de residuos
Parrilla móvil refrigerada por líquido	Igual que las parrillas refrigeradas por aire, excepto que: • PCI 10-20 GJ/t	Igual que las parrillas refrigeradas por aire, pero: • puede tratar residuos de mayor poder calorífico • es posible un mejor control de combustión	Igual que las parrillas refrigeradas por aire, pero: • riesgo de fugas que dañen la parrilla • mayor complejidad	Coste de inversión ligeramente mayor que las refrigeradas por aire
Parrilla más horno rotativo	Igual que otras parrillas, excepto que: • puede aceptar residuos muy heterogéneos y todavía conseguir una combustión eficaz • no se utiliza ampliamente	• mejor combustión de ceniza de fondo posible	• menor capacidad de parrilla sólo • mantenimiento del horno rotativo	Mayores costes de inversión y operativos
Parrilla estática con mecanismo de transporte de residuos/ cenizas	• los residuos urbanos precisan selección o trituración • menos problemas con polvo, etc. que las parrillas móviles	• menor mantenimiento, sin partes móviles	• sólo para residuos seleccionados • menor capacidad • algunas parrillas estáticas requieren combustible auxiliar	Competitiva con las parrillas móviles a pequeña escala (<100 Kt/año)
Horno rotativo	• puede aceptar líquidos y pastas • alimentaciones sólidas más limitadas que en parrillas (debido a daños en el revestimiento refractario) • se suele aplicar a residuos peligrosos	• muy bien probada • amplia gama de residuos • buena combustión, incluso de RP	Menor capacidad que las parrillas	Mayor coste específico por su menor capacidad
Horno rotativo (camisa refrigerada)	Igual que el rotativo, pero: • posibilidad de residuos de mayor PC debido a la mayor temperatura	• muy bien probada • puede utilizar temperaturas de combustión más altas (si se requiere) • mayor vida del refractario que sin refrigeración	Menor capacidad que las parrillas	Mayor coste específico por su menor capacidad
Lecho fluidizado borboteo	• sólo residuos consistentes finamente divididos. Uso limitado para RSU crudos • se suele aplicar a lodos	• buena mezcla • cenizas volantes con buena calidad de lixiviación	• se requiere una operación cuidadosa para evitar el atasco del lecho • Mayor cantidad de ceniza volante	El coste del TGC puede ser menor. Costes de preparación de residuos
Lecho fluidizado rotativo	• amplio rango de valores caloríficos (7-18 MJ/kg) • puede tratar RSU triturados gruesos • incineración combinada de lodo	• buena mezcla/alta turbulencia • amplia gama de PCI • alta combustión, ceniza de fondo seca	• se requiere trituración de los RSU • Mayor cantidad de ceniza volante que las parrillas	Información no facilitada
Lecho fluidizado circulante	• sólo residuos consistentes finamente divididos. Uso limitado para RSU crudos • se suele aplicar a lodos/RDF	• buena mezcla • mayor flexibilidad de combustible que la caldera de lecho fluidizado • cenizas volantes con buena calidad de lixiviación	• se requiere ciclón para conservar el material del lecho • mayor cantidad de ceniza volante	El coste del TGC puede ser menor. Costes de preparación de residuos.
Horno oscilante	• RSU • residuos heterogéneos	• robusto-bajo mantenimiento • largo historial • bajo nivel de NOX • baja pérdida por calcinación (LOI) de la ceniza de fondo	• mayor pérdida térmica que en horno de parrilla • PCI por debajo de 15 G/t	Similar a otras tecnologías
Incinerador Spreaderstoker	• RDF y otras materias con partículas • gallinaza • restos de madera	• construcción de parrilla simple • menos sensible al tamaño de partícula que el lecho fluidizado	• sólo para corrientes simples bien definidas	Información no facilitada

Tabla 17.1: Resumen de tecnologías disponibles de incineración
(Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones. Gobierno de España, 2011)

17.1.2. Pirólisis

La pirólisis es la fragmentación (sufijo -lisis) o craqueo de sustancias orgánicas, más específicamente compuestos hidrocarbonados - tales como biomasa (aserrín, virutas, podas, cajones, pallets, madera de demolición), aceites usados, plásticos - mediante calor (piro,

fuego), en ausencia de oxígeno, y reordenamiento (o reformulación, reforming) de las moléculas más livianas producidas por dicho craqueo, generándose distintos compuestos, en función del tipo de carga, de las condiciones de temperatura y presión de trabajo y de la velocidad másica del sistema, o tiempo de residencia dentro del reactor (Ríos, 2011). Se obtienen tres productos: gas de pirólisis, el líquido de pirólisis y el coque sólido. Las proporciones relativas de cada uno de ellos dependen en gran medida del método de pirólisis y de los parámetros del proceso en el reactor (Rúa-Orozco et al., 2015). Estos productos pueden posteriormente ser utilizados para la generación de calor en un ciclo de vapor o usarse de combustible en motores de combustión interna.

Una de las mayores desventajas de este proceso es que requiere alta separación de residuos previa dado que la variedad de componentes resultantes y las condiciones de operación necesarias dependen de la composición química de la alimentación. Las distintas técnicas de pirólisis, de tambor corto y tambor medio, presentan similares ventajas y desventajas respecto de otras aplicaciones de valorización de RSU como muestra la tabla 17.2, siendo la selección entre estas a partir de la escala.

Técnica	Características claves e idoneidad de los residuos	Ventajas	Desventajas	Costes
Pirólisis tambor corto Pirólisis tambor medio	• RSU pretratados • corrientes inertes ricas en metales • residuos de trituradora/plásticos • pirólisis menos ampliamente usada/probada que la incineración	• no hay oxidación de metales • no consume energía de combustión para metales inertes • en el reactor es posible la neutralización de ácidos • gas de síntesis disponible	• residuos limitados • control de proceso e ingeniería críticos • alto nivel técnico • poco probada • se necesita mercado para el gas de síntesis	Elevados costes de pretratamiento, operación e inversión

Tabla 17.2: Resumen de tecnologías disponibles de pirólisis.
(Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones. Gobierno de España, 2011)

17.1.3. Gasificación

La gasificación es un proceso de valorización que tiene efecto exclusivamente sobre la fracción orgánica de los residuos. Consiste de una oxidación parcial de las sustancias orgánicas en condiciones favorables como es la temperatura elevada (500-1800 °C) para producir un gas de síntesis, el cual se puede usar como combustible para la producción de electricidad o ser vendido a la industria química. El gas de síntesis contiene CO, CO2, H2, H2O, CH4, trazas de hidrocarburos superiores (etano y propano), gases inertes procedentes del agente de gasificación y diversos contaminantes (Rúa-Orozco et al., 2015).

Dentro de las alternativas tecnológicas de gasificación se presentan las opciones de proceso en húmedo o en seco. La digestión anaeróbica húmeda, usa en sus procesos materia orgánica con una consistencia de entre un 10 % y 20 % de materia seca, o menos; mientras que la digestión

anaeróbica seca presenta una consistencia en materia orgánica para su proceso de un 20 % y40 % de materia seca o más. La opción seca termina siendo la menos selectiva en lo referido a los costosos procesos de selección de los RSU antes del proceso de fermentación y presentando menos problemas en los cuidados y mantenimiento de las instalaciones con una producción de gas muy similar a la alternativa húmeda (Cossío, 2018). Por otro lado, las opciones técnicas para los procesos de gasificación se pueden diferenciar entre la técnica de gasificación con flujo ascendente o de lecho fluidizado como detalla la tabla 17.3.

Técnica	Características claves e idoneidad de los residuos	Ventajas	Desventajas	Costes
Gasificación de flujo ascendente	• residuos plásticos mixtos • otras corrientes consistentes similares • no adecuada para RSU sin tratar • gasificación menos ampliamente usada/probada que la incineración	• escoria de baja lixiviación • oxidación reducida de metales reciclables	• alimentación limitada • combustión no completa • alto nivel técnico • menos probada	Altos costes de operación y mantenimiento. Costes de pretratamiento elevados
Gasificación lecho fluidizado	•residuos plásticos mixtos • RSU triturados • residuos de trituradora • lodos • residuos ricos en metales • otras corrientes consistentes similares • gasificación menos ampliamente usada/probada que la incineración	• puede usar bajas temperaturas de reactor, ej. para recuperar Al • separación de los principales no combustibles • puede combinarse eficazmente con fusión de cenizas • oxidación reducida de metales reciclables	• tamaño de residuos limitado (<30cm) • alquitrán en gas crudo • gas crudo de mayor PCS • menos probada	Menos que otros gasificadores

Tabla 17.3: Resumen de tecnologías disponibles de gasificación.
(Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones. Gobierno de España, 2011)

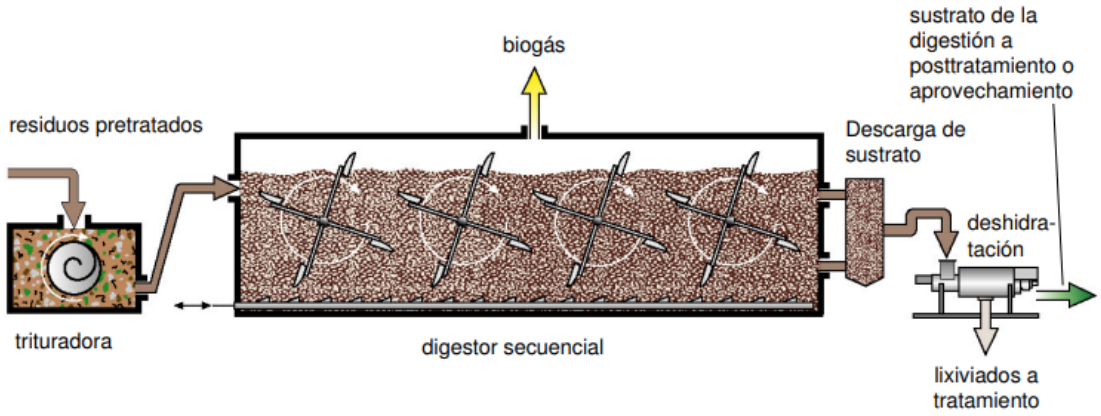


Figura 17.2: Esquema gasificación seca
(LINDE, 2003)

17.1.4. Depolimerización catalítica

El proceso de depolimerización catalítica es similar al de pirólisis en términos de la fracción de la basura en la cual se aplica, fracción liviana seca no orgánica, y que produce cortes combustibles. A diferencia de la pirólisis, la depolimerización catalítica ocurre con una

temperatura de alrededor de 350° donde se inicia el proceso de desintegración que resulta en una mezcla de hidrocarburos aceitosos que, después de alcanzar el tamaño molecular necesario, se transforma a su vez en vapor que se conduce a la columna de destilación (o de condensación). Por destilación fraccionada, las varias fracciones de hidrocarburos se dividen en nafta (una gasolina ligera -como la fracción de petróleo crudo), queroseno o combustible para aviones, diésel y petróleo pesado. Esto se produce a temperaturas y presiones relativamente bajas gracias a la utilización de un catalizador sólido ácido (basado en zeolitas sintéticas) (PRAREX Industries, 2019).

Las principales ventajas respecto a procesos como la incineración es la inexistencia de riesgo de gases altamente tóxicos tales como dioxinas o furanos dado que el proceso nunca alcanza las temperaturas a las cuales tales gases pueden presentarse y el catalizador de intercambio iónico retiene los halógenos como sal antes de que alcancen la temperatura de descomposición. La principal desventaja es que requiere pre-tratamiento y separación de los residuos a la entrada del proceso para maximizar el rendimiento, resultando en una amplia inversión inicial.

El biodiesel procedente del proceso se encuentra listo para ser utilizado sin post-tratamiento para la generación de energía eléctrica en un motor de combustión interna. Además, se producen otros subproductos como gases combustibles no licuables con los que se realimenta al proceso para satisfacer su consumo energético, y masa de torta de filtro que puede ser utilizada en el proceso de mezclado de asfalto.

Figura 17.3: Modulo de depolimerización catalítica
(PRAREX Industries, 2019)

17.1.5. Aplicación de tecnologías combinadas

Dadas las distintas características de las alimentaciones óptimas (tipos de residuos) de los procesos de valorización térmica de residuos también se pueden aplicar combinaciones de estos procesos tecnológicos(Rúa-Orozco et al., 2015). Generalmente se hace aplicando gasificación a la fracción orgánica, seguida de un compostaje o incineración en conjunto a la fracción no orgánica o gasificación, y compostaje a fracción orgánica con pirólisis o despolimerización catalítica a la fracción liviana seca.

17.1.6. Aplicaciones en TMB Norte III

La planta de tratamiento mecánico biológico operada en el complejo Norte III cuenta de dos etapas de tratamiento, la separación mecánica de reciclables y la estabilización biológica

con extracción de biogás. La etapa mecánica de clasificación comienza con la separación de residuos secos y húmedos, de forma manual. Así se recuperan los residuos secos como el papel, el plástico y el vidrio, para su posterior enfardado y comercialización. Luego, tanto los secos como los húmedos, pasan a través de un sector con tecnología de imanes, donde se retiran los metales. El resultado de esto es la extracción de metales ferrosos y 1/3 de la composición de reciclables, ya que 2/3 de estos materiales se rechazan por no encontrarse en condiciones de ser reciclados (están contaminados). La etapa biológica del tratamiento se inicia al cargar los residuos húmedos en los biorreactores, donde se los encapsula herméticamente durante 21 días, controlando mediante un software específico su oxígeno, temperatura y humedad. El resultado de ese proceso será la bioestabilización del material, que será utilizado como cobertura provisoria de los residuos del relleno sanitario (CEAMSE, 2017b). Esto significa que luego de completado este proceso, aproximadamente el 80 % de los residuos siguen siendo enviados a relleno sanitario con la particularidad de contar con la fracción orgánica estabilizada, lo que remueve la potencial emisión de metano y la presencia de líquidos lixiviados.

Como ya fue confirmado previamente, es posible continuar valorizando los residuos posterior a su paso por la planta de TMB. En este caso dada la condición de los residuos luego de su estabilización y que la gasificación durante la misma ya se encuentra a cargo de la operadora de la planta de TMB, se debe continuar con una de las técnicas de incineración exclusivamente.

17.2. Preselección

Dadas las siguientes características de los residuos:

- Bajo grado de separación efectiva en componentes simples (por ej. plásticos, desechos alimenticios, etc.)
- Presencia de pvc y otros compuestos clorados en residuo a valorizar
- Alto porcentaje de rechazo en el reciclado (componentes reciclables llegan a la etapa de valorización térmica)
- Poder calorífico de 9,6 MJ/Kg en promedio proyectado para los próximos 20 años
- Posibilidad de trabajar posterior al TMB de Norte III
- Materia orgánica con un mas de un 20 % de materia seca

En primera instancia para el caso de posicionamiento posterior a la planta de TMB Norte III, como se mencionó en la sección 17.1.6 la única alternativa económicamente viable es la incineración dadas las condiciones del residuo a la salida de la planta.

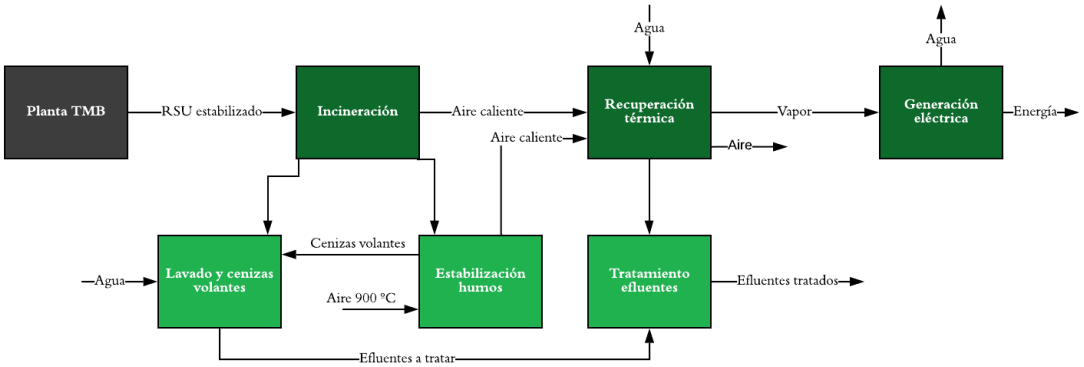


Figura 17.4: Proceso de valorización térmica partiendo del TMB existente.

Para determinar la técnica óptima de incineración de las opciones explicadas en la tabla 17.1 se realizo una matriz de selección analizando la adecuación de nuestros requerimientos y condiciones de los residuos a la salida del TMB. Dando como resultado óptimo a priori la incineración en parrilla móvil como indica la tabla 17.4. La distinción entre tipo de refrigeración se analizará al desarrollar más en profundidad la alternativa.

	Aplicación extendida a RSU	Sirve a la escala requerida	Acepta Residuos Heterogéneos	No requiere alto grado de pretratamiento	Costo operativo	Costo de equipo	Perdida térmica	Puntaje ponderado
Parrilla móvil	X	X	X	X	2	3	3	2,7
Parrilla más horno rotativo	X	X	X	X	2	2	3	2,4
Parilla estática	X	X						
Horno rotativo			X	X				
Lecho fluidizado		X	X					
Horno oscilante	X	X	X	X	3	3	2	2,6
Spreadstoker								
Factor pónderado					0,3	0,3	0,4	

Tabla 17.4: Matriz de selección de proceso de incineración.

Por otro lado, para el caso de no limitarse a trabajar en el output del TMB, se deben seleccionar los procedimientos de tratamiento combinados de fracción orgánica y de fracción seca. Descartando la posibilidad de hacer una aplicación no combinada dado el valor agregado de la gasificación aplicada a la fracción orgánica, y el requerimiento legal de una separación previa a la valorización (que impide evitar costos de instalación de un proceso de separación). Adicionalmente la alternativa de gasificación más incineración no se analizará, ya que este análisis se realizará en más profundidad durante la selección dado que es la manera de escalar el proyecto partiendo de la salida del TMB donde se realiza gasificación.

Entre las distintas alternativas de gasificación, como se menciono en el apartado 17.1.3 la mejor opción para las características de nuestro RSU es la fermentación seca, aplicando la técnica de lecho fluidizado dada una mejor adecuación a las características de residuos y ser mas eficiente en costos como muestra la tabla 17.3 en la pagina 139.

Para el proceso a aplicar a la fracción liviana seca se comparó entre las opciones de pirólisis mencionados en la tabla 17.2 y despolimerización catalítica. Resultando esta última la mejor opción como resume la tabla 17.5.

	Aplicación a RSU	Sirve a la escala requerida	Eficiencia	No dependencia de insumos	Calidad combustible de salida	Puntaje ponderado
Pirólisis tambor corto	X					
Pirólisis tambor medio	X	X	2	3	2	2,2
Despolimerización catalítica	X	X	3	1	3	2,6
Factor pónderado			0,5	0,2	0,3	

Tabla 17.5: Matriz de selección de proceso de valorización seco.

17.3. Depolimerización catalítica. Análisis en profundidad

En base al análisis realizado con anterioridad, uno de los tipos de proceso a evaluar es el de depolimerización catalítica. Este proceso toma su nombre de su subproceso más distintivo, sin embargo, el proceso total cuenta de tres etapas claramente diferenciables que se pasan a describir a continuación. El diagrama del proceso estudiado se muestra en esta sección.

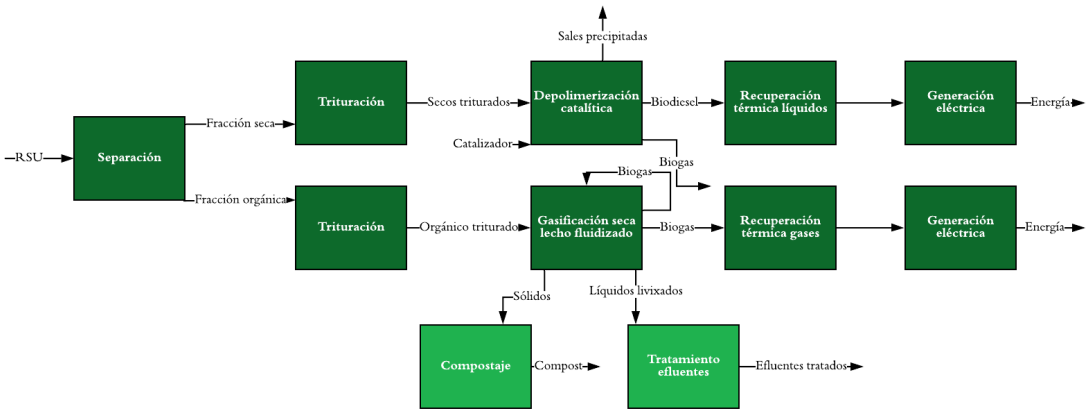


Figura 17.5: Proceso de valorización térmica integrando gasificación y depolimerización catalítica.

17.3.1. Proceso de Separación

El proceso de generación de la materia prima comienza aguas arriba del proceso industrial mediante la recolección de los RSUs. Estos pueden llegar separados en fracciones húmeda y seca desde origen o ser completamente separados al ingresar al complejo industrial.

Como se mencionó con anterioridad, al día de hoy los residuos son separados en el CEAMSE por la planta TMB, aprovechando los materiales reciclables que ingresan a la planta. Los complejos TMB deben contar con cuatro estaciones para lograr una buena eficiencia en los procesos posteriores, estas son: Recepción, Separación, Triturado y Preparación. Los residuos que ingresan al complejo de separación pueden ser recibidos directamente desde los camiones encargados de la recolección sin necesidad de poseer grandes áreas de almacenamiento.

Gracias a la existencia de un centro de separación al día de hoy en el predio del CEAMSE, las etapas de separación para la realización de la planta pueden ser omitidas por el proyecto. En caso de ser necesario puede requerirse una estación de trituración posterior al TMB

Como se mencionó con anterioridad en el estudio de mercado, los residuos ingresan a la planta de separación con un alto contenido de humedad. Estos deben ser secados hasta lograr humedad inferior al 17 %.

Una vez que los residuos se encuentran separados, de modo para no dañar los equipos de las estaciones posteriores y reducir su humedad para de aumentar los rendimientos de la operaciones, se procede a su separación en orgánicos e inorgánicos para ingresar a los procesos de fermentación seca y depolimerización catalítica respectivamente.

17.3.2. Fermentación Seca

A la salida del TMB, la fracción húmeda de los RSUs es transformada en biogás mediante un proceso de fermentación seca. La fermentación es considerada *seca* ya que solo se requieren 50 litros de agua por tonelada de material que ingresa al proceso. Los residuos que ingresan al proceso de fermentación permanecen en el proceso por 3 semanas dando como resultado biogás al 60 % de concentración m/m. Las impurezas inorgánicas que ingresan a este proceso son recuperadas y utilizadas en el proceso de depolimerización. El biogás que resulta del proceso es purificado y transformado en energía eléctrica por un generador que abastece las necesidades de la propia planta y entrega energía a la red. El residuo del proceso de fermentación es un compost semi-elaborado que puede ser tratado mediante un tratamiento aeróbico para lograr un compost con bajo porcentaje de humedad y completamente estabilizado.

Descripción del proceso de fermentación en seco

Las plantas de fermentación en seco constan de las siguientes prestaciones: una sala de fermentación, túneles de fermentación, un fermentador de percolado, desulfurización biológica y una central térmica (generalmente tipo container).

Los procesos aplicados para tratar los desechos biológicos se dividen en dos grupos: los de descomposición intensiva y los de acondicionamiento o compostaje. Con el fin de retirar las impurezas que pueden entrar al proceso, los desechos biológicos son cribados, triturados y se les extraen sus componentes metálicos previo al ingreso al sistema.

La etapa a continuación es la de recuperación energética mediante fermentación. En esta etapa, los residuos permanecen en contenedores sellados herméticamente bajo una metodología rotativa obteniendo como resultado metano cercano al 60 % de concentración.

Inicialmente, se desencadena una fase aeróbica del proceso que cesa cuando se alcanza la temperatura de proceso. Llegado a este punto, la fermentación debe iniciarse mediante irrigación con agua de proceso adicionada (percolado) y adicionando material biológico activo. La temperatura necesaria para el proceso es lograda mediante el uso del generador eléctrico-térmico de la planta.

Finalizado el plazo de dos semanas, la producción de metano de cada contenedor cesa y comienza la fase de finalización por inyección de aire hasta que las emisiones de metano no resulten perjudiciales al ambiente.

Terminada la etapa de gasificación se estabiliza el compost resultante mediante tratamiento aeróbico logrando un compost estabilizado. Para esto se deben fijar los parámetros de presión en el contenedor, volumen de aire ingresado, temperatura y contenido de oxígeno.

A la hora de gestionar las emisiones gaseosas generadas, son necesarios una limpieza de gases de escape mediante biofiltros, un lavador de gases de ácido sulfúrico, humidificadores de aire y venteos de gas con bajo contenido de metano. El metano producido es de igual o incluso mayor calidad que el gas natural.

17.3.3. Tecnología TCP, Proceso Catalítico Térmico

La fracción seca resultante del tratamiento mecánico biológico, es la que se dirige al proceso de depolimerización catalítica. El catalizador utilizado en este proceso, esta basado en el uso de zeolitas sintéticas. Este catalizador de características solidas y ácidas rompe las cadenas de los polímeros dando como resultado Diesel sintético, gases no condensables utilizados para la

producción de energía eléctrica a través de un generador y carbón fino. En este proceso no hay formación de coque catalítico debido a la baja temperatura del reactor. El sistema TCP no deja residuos que requieran depósito.

El proceso de depolimerización

A la salida del tratamiento mecánico biológico, el material seco debe ser triturado para disponerse junto con un catalizador y un agente de neutralización en un reactor. Toda clase de biomasa renovable puede ser usada en el proceso. Asimismo plásticos de todo tipo, incluyendo PVC, papeles, maderas, residuos de las industrias automotrices, neumáticos, residuos de producciones agrícolas, ganaderas y forestales. Lo importante es que el material de entrada esté libre de metales, piedra, vidrio, cerámica e inertes, ya que éstos pueden dañar físicamente al reactor por lo que deben ser separados con anterioridad. En el proceso de depolimerización, se debe lograr una temperatura de trabajo de 350°C y aportar una fuente de agitación. El proceso de desintegración da como resultado una mezcla de hidrocarburos aceitosos que, por destilación fraccionada, permite la obtención de nafta, jetfuel, diésel y fuel-oil. Las fases no condensables, como el metano, se utilizan para la producción eléctrica a través de un generador.

Las fase remanente en la cuba del reactor debe pasarse por un filtro en el cual se remueven cenizas, catalizadores restantes, arena y siliconas. Estos residuos que representan aproximadamente entre un 5 % y un 10 % del volumen de entrada pueden ser adicionados a la fase asfáltica resultante.

Los sistemas TCP cuanto con una tecnología modular pudiendo procesar entre 50.000 y 500.000 toneladas/año, es decir, entre 100 y 1.000 toneladas de residuos secos por día.

17.3.4. Puesta en marcha

Según la información provista por el experto Augusto Zenón, los tiempos para desarrollar un emprendimiento de valorización térmica de residuos mediante fermentación seca, sumado a un proceso de depolimerización catalítica rondan los 14 meses. La implementación de la unidades puede realizarse en forma modular con una superficie mínima de 5 hectáreas y una máxima de 10 hectáreas para un a planta de 1.000 ton/día de material ingresado.

Los plazos estimados de puesta en marcha para las distintas unidades de negocio son los siguientes:

- Puesta en marcha Unidad Clasificación y Reciclado: 8 meses desde inicio de obras

- Puesta en marcha Unidad Combustibles Líquidos: 10 meses desde inicio de obras
- Puesta en marcha Unidad Biogás & Electricidad: 14 meses de inicio de obras

Algunas unidades estarán en condiciones de operación antes del cumplimiento de los 14 meses previstos, por lo que, en caso de conveniencia, puede ser considerada la operatividad de estas antes de la puesta en marcha integral.

17.4. Conclusiones sobre el proceso de depolimerización catalítica

En base a la información recolectada sobre el proceso de depolimerización catalítica, se llega a la conclusión de que este proyecto no es el que resulta mas conveniente para este proyecto apoyado en los siguientes puntos:

1. Los productos obtenidos a partir del proceso. La depolimerización catalítica hace un uso muy eficiente de los materiales entrantes a la planta de tratamiento de residuos, sin embargo, los productos obtenidos son diversos. De la fermentación seca se obtiene energía eléctrica a partir de la combustión del biogás generado y de la depolimerización se obtienen combustibles solidos, líquidos y gaseosos, estos últimos transformándolos en energía eléctrica. Debido a que el foco de este proyecto es el de generación eléctrica a partir de RSUs y no el de proponer una solución integral a una problema ambiental, se considera que este método no es el mas apropiado para el fin del proyecto.
2. La transformación de los productos obtenidos a energía eléctrica. Los combustibles líquidos obtenidos por el proceso de depolimerización son de gran calidad, por lo que no es conveniente transformarlos en energía eléctrica. Estos combustibles pueden ser vendidos en el mercado de combustibles fósiles para obtener un rédito mayor al que se obtendría por generación eléctrica y su comercialización. Además, se requerirían distintos equipos de combustión interna para la transformación de cada producto generando numerosas ineficiencias térmicas.

Considerando los puntos mencionados, se procede a tomar al proceso de incineración como el proceso a evaluar en profundidad en las secciones posteriores.

CAPÍTULO 18: TECNOLOGÍA DE INCINERACIÓN

18.1. Incineración

Como se mencionó previamente, el proceso de incineración consta de 4 etapas principales:

- Proceso térmico, la combustión de los residuos.
- Recuperación de energía, en el cual se transfiere la energía de los humos a un fluido de trabajo para luego generar energía eléctrica (calderas).
- Tratamiento de humos, para poder estabilizar y evitar la eliminación de componentes peligrosos y no permitidos legalmente a la atmósfera.
- Tratamiento y disposición de sub-productos, como las cenizas, agua utilizada para el tratamiento de gases en caso de ser necesario.

En las siguientes secciones se hará el estudio en profundidad de los diferentes procesos que se llevan a cabo en cada etapa, estudiando las maquinarias y estructuras que se necesitan. El análisis incluirá un estudio de los equipos existentes que pueden proporcionar los proveedores, los rendimientos de los procesos (que también están vinculados a estos equipos), necesidades de insumos, materiales, energía y mano de obra calificada. Finalmente se arribará a una primera estimación del flujo de fondos de los costos anualizados para la instalación y operación de la planta.

18.2. Proceso térmico

La etapa del proceso térmico abarca los pasos desde el ingreso de los residuos a la planta, hasta la combustión propiamente dicha.

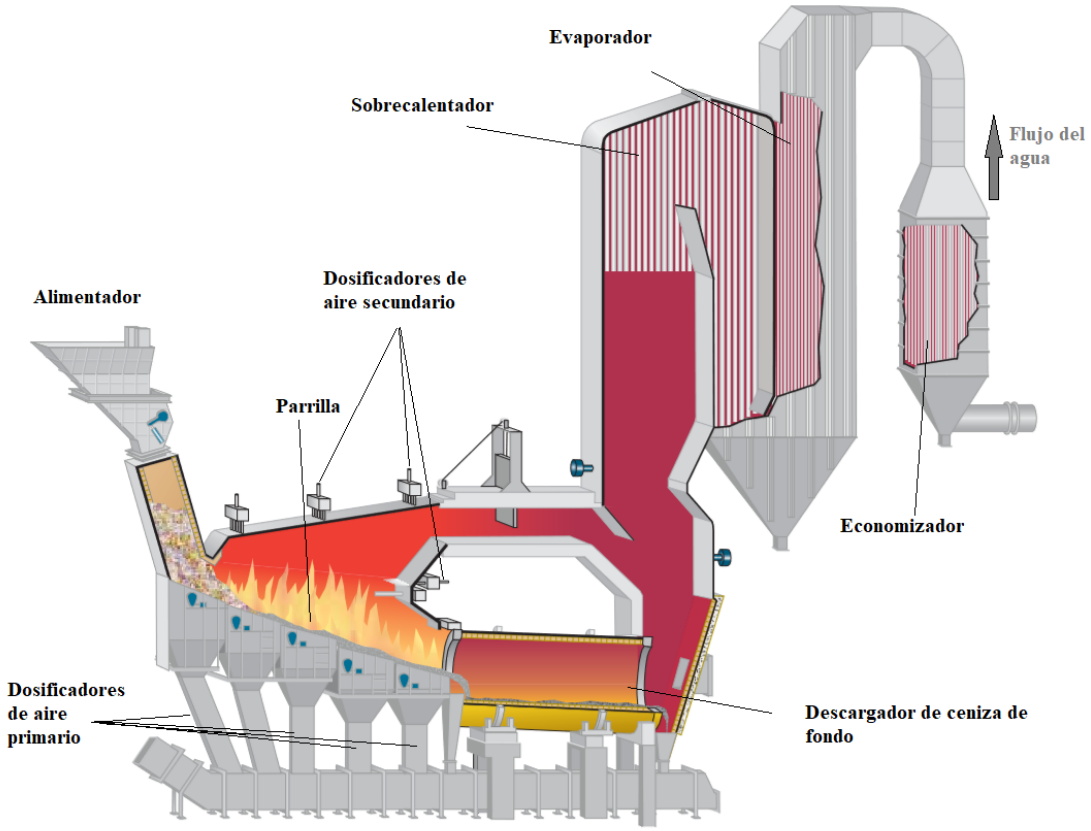


Figura 18.1: Esquema de equipos del proceso térmico
(B&W Plants)

Los residuos recibidos luego del procesamiento en el TMB son depositados en un pozo que tiene el suficiente tamaño como para contener los residuos hasta que sean procesados. El estudio del volumen total se hará posteriormente, una vez analizado el tiempo máximo en que la planta no estará funcionando (por mantenimiento) para tener una certeza de cuánto será la mayor cantidad de residuos a tener en el pozo sin procesar. Cuando esté en funcionamiento, se utiliza generalmente un mínimo de tres días de stock de residuos (esto funciona como stock de seguridad) (Grillo M. Leonard & Velzy Carles O., 2007). Por lo tanto, a la hora de dimensionar el tamaño del depósito, este deberá ser mínimamente de 3 veces el consumo diario, es decir, si se consumen 1.000 toneladas por días entonces el tamaño de la fosa deberá ser de por lo menos para 3.000 toneladas. La basura tiene en promedio una densidad de 360-480 kg/m^3. Una vez definido el balance de masa se definirá el tamaño que tendrá el compartimiento.

Una vez en la fosa, los residuos son manejados con una serie de grúas cuyo fin será el de mezclarlos para obtener una mezcla lo más uniforme posible (esto es, que posean una mezcla que incorpore a los distintos componentes, y que permita obtener un PCI promedio lo más uniforme posible). Las grúas serán del tipo aéreo, las cuales pueden observarse a continuación

Figura 18.2: Tipo de grúa a utilizar
(Bioenergy, 2018)

Este tipo de grúa permite el movimiento a lo largo de todo el área de la fosa para residuos y posibilita agarrar los objetos en forma ortogonal. Estás grúas son utilizadas prácticamente en todas las plantas del tipo WTE a nivel mundial (Konecranes, 2019).

Dentro del mercado se han contactado dos proveedores principales de este tipo de grúas, específicamente realizadas para el negocio de incineración de residuos:

- Konecrane, proveedor finés.
- Heng Shan, proveedor chino.

Para una cantidad máxima de 1.200 toneladas por día de residuos, basándose en la guía presentada por la empresa Konecranes (ver Anexo R) será necesario una capacidad de grúa de 8 m^3 o 12 toneladas de peso, totalizando por día un movimiento total de 1.000 toneladas posibles. La otra opción que a priori se podría utilizar consiste en la grúa de 960 toneladas por día de movimiento de materiales, la cual solo sería posible si del balance de masa resultara que la cantidad de residuos diarios transportados es menor a ese número (mínimamente, alrededor del 5 %), ya que recomiendan no utilizarlas a su máxima capacidad durante todo el tiempo de operación, porque esto provocaría que se necesite un mantenimiento más continuo y que tenga que parar más tiempo del estipulado.

Las grúas colocarán los residuos en el sistema de alimentación (figura 18.3) del incinerador, que estará compuesto por una tolva (donde se tira la materia prima), una puerta de

seguridad que tendrá un grado de apertura determinado por las necesidades de alimentación de materia prima, y el sistema alimentador propiamente dicho. Este alimentador será el encargado de ingresar los residuos en el incinerador de parrilla. El sistema alimentador permite que se dosifique correctamente la cantidad de materia que ingresa al incinerador para obtener una combustión estable y continua, logrando niveles lo más uniformes posibles de energía obtenida. Las puertas del alimentador se abren en mayor o menor medida dependiendo de la cantidad de materia a ingresar. La alimentación de este tipo (continua y estable) también permite que sea menor el impacto ambiental, ya que una combustión controlada posibilita que se logre mayor eficiencia de combustión, esto es, se logra que se quemen mayor cantidad de componentes a su máximo nivel de oxidación (por ejemplo, aquello que posee carbón a dióxido de carbono en vez de a monóxido).

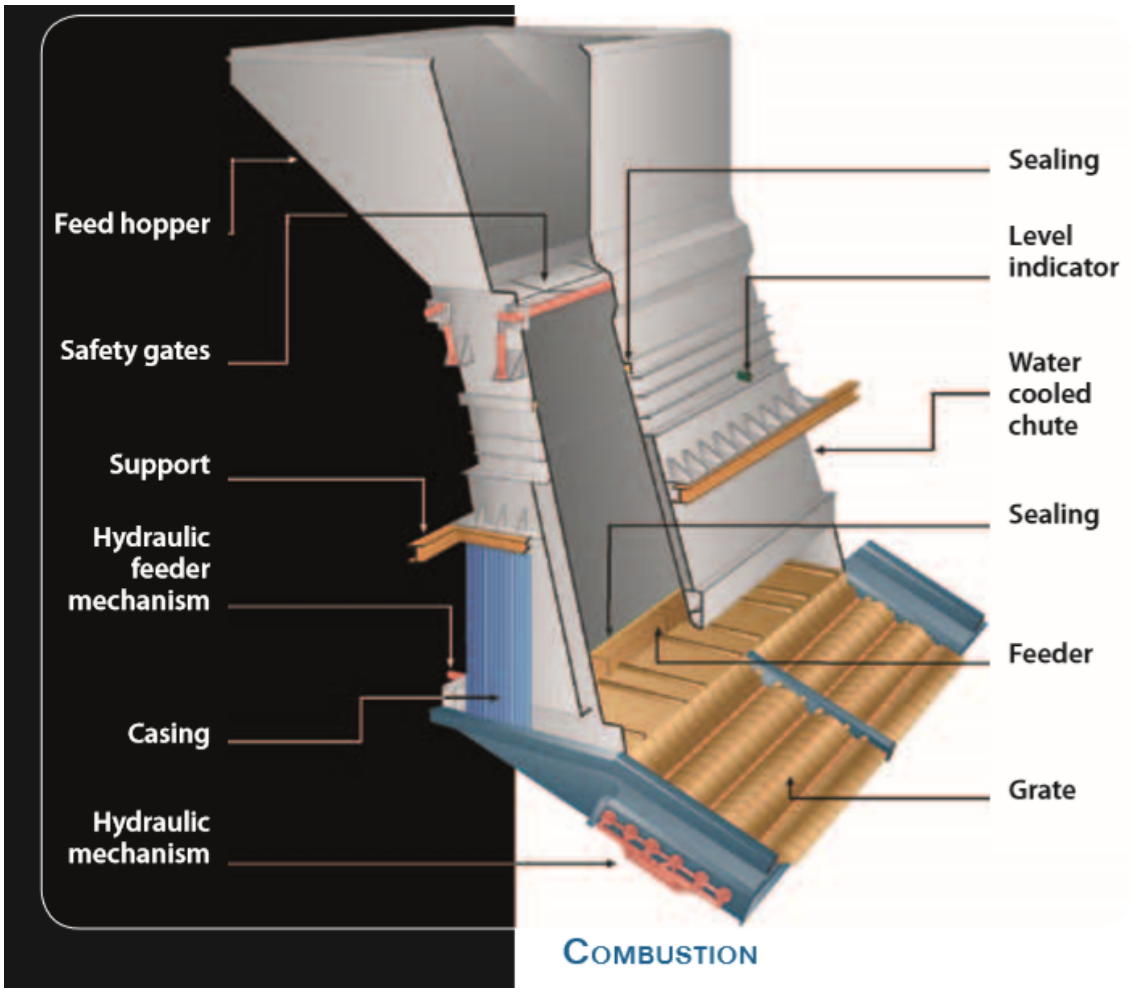


Figura 18.3: Esquema de alimentador de residuos
(B. . W. Volund, 2012)

El equipo de alimentación viene incluido con el sistema de incineración suministrado por el proveedor, por lo que su costo estará incluido en este.

El incinerador propiamente dicho consta de una parrilla que tendrá movimiento e irá trasladando los residuos que se van combustionando en su recorrido. La parrilla estará ubicada dentro de la cámara de combustión. Uno de las principales ventajas de la parrilla es la distribución homogénea del aire primario suministrado (que ingresa por debajo de esta) para llevar a cabo la combustión (figura 18.1). Normalmente, los residuos están alrededor de 60 minutos en la parrilla y durante este tiempo van sufriendo las distintas etapas del proceso térmico: pirólisis, combustión y sinterización (European IPPC Bureau, 2018). Teniendo en cuenta que diariamente se procesarán alrededor de 900 a 1.000 toneladas de residuos (definidas más precisamente en el balance de masa que se muestra en la sección Y), por hora serán ∼40-42 toneladas que pasarán por la parrilla. El tamaño de la parrilla que provee Babcock & Wilcox Vølund A/S, llamado DynaGrate (B. . W. Volund, 2012) para un máximo de 45 toneladas/hora es de 15 m de largo por 13,5 m de ancho. Para lograr dicho ancho se ponen en paralelo uno al lado de otro tres lineas de parrillas, de 4,4 metros de ancho cada una quedando 0,3 metros inutilizables a los costados que sirven de soporte. Otro de los datos importantes que será utilizado posteriormente es el rendimiento térmico (cantidad de calor que se obtiene en los gases de combustión), el cual es, según indicaciones del fabricante, del 97 %.

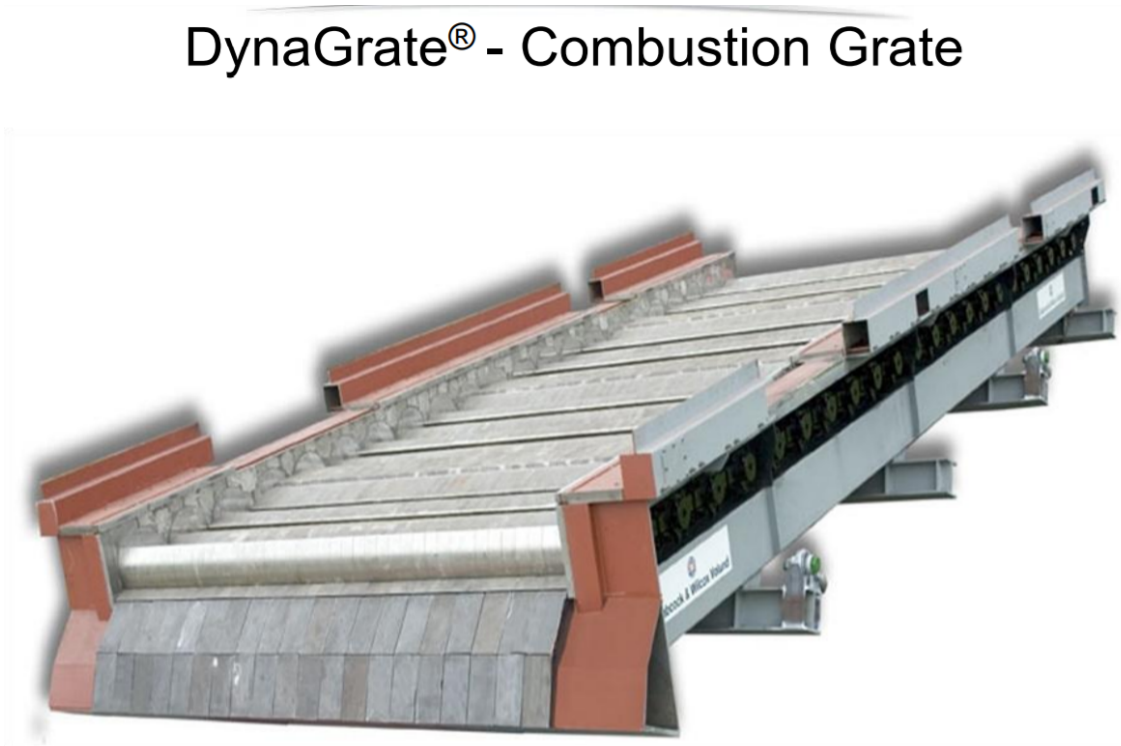


Figura 18.4: Esquema parrilla del proveedor seleccionado.

El aire que se introduce cumple diferentes funciones:

- Aporte de oxígeno.

- Refrigeración.
- Evitar la formación de escoria en el horno.
- Mezcla de gases de combustión.

La dosificación de aire se hace en varios puntos dentro de la cámara de combustión de dos maneras diferentes: por los dosificadores primarios, que ingresan aire desde la parte inferior de la parrilla mediante ventiladores, y los dosificadores de aire secundario, que ingresan desde costados y la parte superior de la cámara de combustión. El ingreso de aire se hace para obtener exceso de oxígeno (luego se calculará la proporción necesaria) para alcanzar una combustión más eficiente, logrando que la mayor parte de las moléculas se oxiden a su máximo nivel.

La mayoría de las parrillas son refrigeradas, mayoritariamente con aire. En algunos casos se pasa un medio refrigerante líquido (normalmente agua) a través del interior de la parrilla. La circulación del medio refrigerante va desde zonas más frías a zonas progresivamente más calientes con el fin de aumentar al máximo la transferencia de calor. El calor absorbido por el medio refrigerante puede transferirse para uso en el proceso o para suministro externo.

La refrigeración por agua se aplica cuando el poder calorífico del residuo es alto, por ejemplo, mayor a 12-15 MJ/kg para RSU. El diseño de los sistemas refrigerados por agua es ligeramente más complejo que el de los sistemas refrigerados por aire. Dado que el PCI proyectado en el proyecto actual no supera los 10 MJ/Kg, el tipo de parrilla a utilizar será de refrigeración por aire.

Por último, luego de la parrilla se encuentra el descargador de cenizas de fondo, el cual se utiliza para enfriar y extraer el residuo sólido que se acumula en la parrilla. También sirve como junta de estanqueidad para el horno y enfría y humidifica la ceniza (European IPPC Bureau, 2018).

Para la extracción de la ceniza de fondo se utilizan normalmente sistemas de pistón y arrastre llenos de agua. También se suelen utilizar otros sistemas de descarga de las cenizas, como cintas transportadoras. Así, se transportan las cenizas de la parrilla, como también los objetos voluminosos que puedan quedar.

El agua utilizada para refrigeración es separada de la ceniza de la parrilla en la salida, y puede recircularse al descargador de ceniza. Normalmente se requiere un suministro de agua de relleno para mantener un nivel de agua adecuado en el descargador. El agua de relleno sustituye las pérdidas de agua con ceniza extraída y por pérdidas de evaporación. Además, puede se puede requerir un desagüe para evitar la acumulación de sales; estos sistemas de purga pueden ayudar a reducir el contenido de sales de los residuos si se ajustan específicamente los caudales a dicho

fin.

La combustión se produce sobre la parrilla en la cámara de incineración (ver Figura 2.6). En conjunto, la cámara de incineración consta normalmente de una parrilla situada en el fondo, paredes refrigeradas y no refrigeradas en los lados del horno, y un techo o superficie de calentamiento de caldera en la parte superior. Dado que los residuos urbanos suelen tener un alto contenido volátil, los gases volátiles se desprenden y sólo una pequeña parte de la incineración en sí se produce en la parrilla o sus proximidades. Una consideración importante desde el aspecto legal, es que los gases de combustión deben pasar por una temperatura mayor a 850°C por al menos 2 segundos para poder alcanzar su combustión completa.

Del proceso térmico ocurrido en la parrilla, parte de la masa restante se convierte en cenizas de fondo. Estas, se verá en una sección posterior, no son categorizadas como residuos peligrosos y su destino final es la disposición en el relleno sanitario; se realizarán envíos diarios de cenizas al complejo Norte III donde se depositarán. La densidad promedio de las cenizas de fondo es de 1.500 kg/m^3 (International Solid Waste Association, 2011). Este valor se tendrá en cuenta para el dimensionamiento del depósito de cenizas de este tipo, el se pensará con un tamaño tal para almacenar hasta 3 días de cenizas para evitar que tenga que frenar la planta ante cualquier inconveniente en el envío de cenizas a disposición.

18.3. Proceso de combustión

Carbón y oxígeno son, por lejos, las sustancias más importantes presentes en la combustión. Estos reaccionan sin importar el estado en el que se encuentran (sólido, líquido, gaseoso), o si están como elementos libres o en compuestos. Otros elementos presentes en la combustión son azufre, nitrógeno, cloro y monóxido de carbono. En la siguiente tabla 18.1 pueden verse los elementos y compuestos que se encuentran en las reacciones de combustión en los procesos de incineración de residuos.

Sustancia	Símbolo	Peso molecular (g/mol)	Forma
Carbono	C	12	Sólido
Hidrógeno	H2	2	Gas
Azufre	S	32,1	Sólido
Monóxido de carbono	CO	28	Gas
Oxígeno	O2	32	Gas
Nitrógeno	N2	28	Gas
Nitrógeno atmosférico	N2atm	28,2	Gas
Aire seco	-	29	Gas
Dióxido de carbono	CO2	44	Gas
Agua	H2O	18	Gas/líq.
Dióxido de azufre	SO2	64,1	Gas
Óxidos de nitrógeno	Nox	-	Gas
Cloruro de hidrógeno	HCl	36,5	Gas

Tabla 18.1: Elementos y compuestos que están en el proceso de combustión
(Grillo M. Leonard & Velzy Carles O., 2007)

Dentro de los elementos se puede observar la presencia de aire seco; el que se introduce por las vías primarias (por debajo de la parrilla) o secundarias (de los costados de la cámara de combustión). Este aire seco introducido es el aire atmosférico, y es básicamente una combinación de aire y nitrógeno, en una relación de volúmenes de 78 % nitrógeno, 21 % oxígeno y el restante 1 % integrado mayoritariamente por argón y otros componentes como dióxido de carbono. De aquí en adelante lo tomaremos como 79 % N y 21 % O.

Constituyente	% en volumen	% en peso
Oxígeno	20,95	23,14
Nitrógeno atmosférico	79,05	76,86

Tabla 18.2: Relación oxígeno/nitrógeno en el aire atmosférico
(American Boilers Manufacturers Association, 2019)

Por otro lado, el aire obtenido de la atmósfera contiene agua, la cual puede ser determinada midiendo su humedad de bulbo húmedo y bulbo seco, que indirectamente pueden conocerse con la temperatura ambiental y humedad relativa. Históricamente, en la provincia de Buenos Aires la humedad relativa anual tiene un promedio de 68 % con poca variabilidad usual (+-10 %) y temperatura promedio de 19°C (Servicio Meteorológico Nacional, 2019). Para los términos del estudio de pre-factibilidad se utilizarán estos valores. A la humedad y temperaturas medias mencionadas, y mediante el uso de una carta psicométrica (a presión 1 atm), puede encontrarse el valor de la humedad absoluta, siendo esta de 0,0099 kg de agua/kg de aire seco. Esto significa que el aire contiene 10 g de agua por cada kg de aire seco. Es importante destacar que las condiciones ambientales no son en todo momento las mencionadas y que la humedad absoluta depende directamente de estas (presión, humedad relativa, temperatura); es por eso que es esencial tener un monitoreo continuo de estas variables para conocer con precisión el contenido de agua en el aire atmosférico y, así,

conocer la cantidad de aire necesaria a introducir al proceso de combustión. La introducción de aire puede se puede variar fácilmente.

Retomando el proceso de combustión, dependiendo de los elementos reacción el oxigeno las reacciones de combustión completa posibles son las siguientes (figura 18.3).

Reacciones químicas de combustión	
Combustible	**Reacción**
Carbono	C + O2 = CO2
Hidrógeno	2H2 + O2 = 2H2O
Azufre	S + O2 = SO2
Monóxido de carbono	2CO + O2 = 2CO2
Nitrógeno	N2 + O2 = 2NO
Nitrógeno	N2 +2O2 = 2 NO2
Nitrógeno	N2 + 3O2 = 2NO3
Cloro	4Cl + 2H2O = 4HCl + O2

Tabla 18.3: Reacciones de combustión
(Grillo M. Leonard & Velzy Carles O., 2007)

Si bien estas reacciones ocurren prácticamente en su totalidad, la combustión es un proceso complejo y por diferentes razones puede ocurrir que se generen reacciones que no sean completas, por ejemplo que el carbón se oxide a monóxido de carbono y luego este, en presencia de más oxígeno, reaccione para formar el dióxido; si la reacción es bien controlada, la cantidad de monóxido de carbono (CO) formado es menor al 0,01 %, por lo que no es un problema mayor (ver figura 18.5) . Otras reacciones no deseadas dentro de la combustión son la reacción de cloro con la humedad en el ambiente (agua) para formar cloruro de hidrógeno (si bien no es combustión propiamente dicha, ocurre en paralelo debido a las condiciones existentes), o del nitrógeno para formar óxidos de nitrógeno. Se deben tener en cuenta estos productos para el posterior paso de tratamiento de gases.

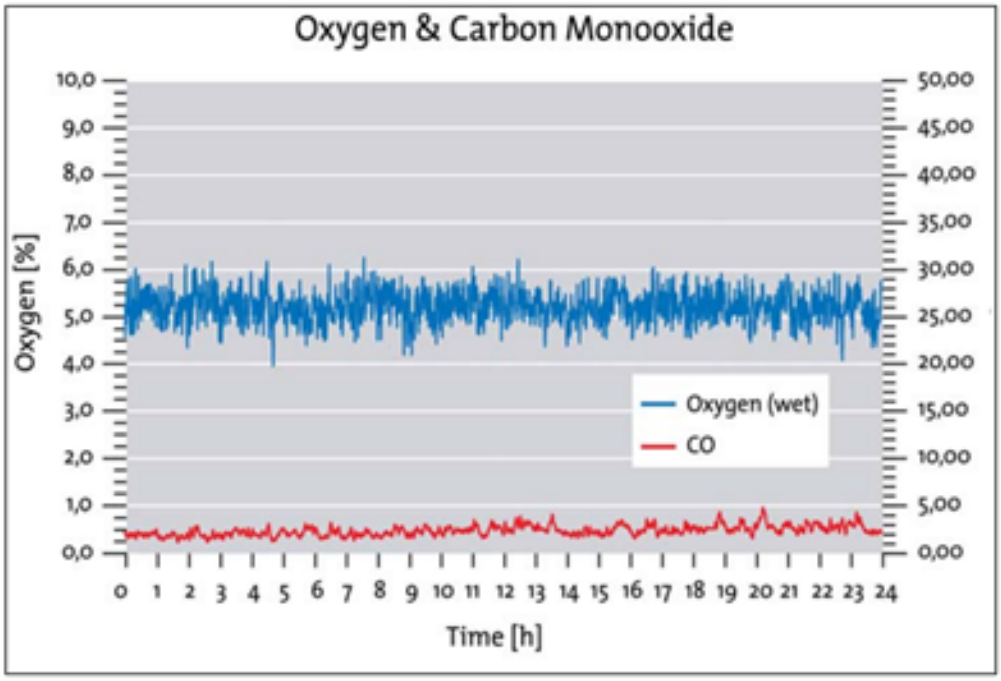


Figura 18.5: Estudio de porcentaje de monóxido respecto al de oxígeno.
(Andersen, 2015)

Para poder entender la necesidad de aire a ingresar a la cámara de combustión, es necesario determinar las cantidades (en kg / kg de residuo) de elementos combustibles presentes en los residuos a termovalorizar. Para eso, primero se investigó la composición de cada uno de los componentes (por ejemplo, residuos alimenticios o madera), lo que se muestra a continuación.

Composición de elementos combustibles (masa/masa)						
Componente	**Carbón**	**Hidrógeno**	**Oxígeno**	**Nitrógeno**	**Azufre**	**Otros**
Desechos Alimenticios	48,0%	6,4%	37,6%	2,6%	0,40%	5,0%
Papeles y cartones	44,0%	6,0%	44,5%	0,3%	0,20%	5,0%
Plásticos	60,0%	7,0%	23,0%	0,0%	0,00%	10,0%
Materiales textiles	55,0%	6,6%	31,0%	4,6%	0,15%	2,6%
Madera	50,0%	6,0%	42,7%	0,2%	0,10%	1,0%
Goma, cuero, corcho	78,0%	10,0%	0,0%	2,0%	0,00%	10,0%
Pañales descartables, y apósitos	50,0%	14,0%	29,0%	5,0%	0,20%	1,8%
Residuos de Poda y Jardín	47,8%	6,0%	38,0%	3,4%	0,30%	4,5%
Otros	27,0%	3,0%	2,0%	1,0%	0,30%	66,7%

Tabla 18.4: Promedio elementos combustibles en los residuos
(Pichtel J., 2017)

La categoría otros representa los demás elementos que no forman parte del proceso de combustión pero, como se mencionó, pueden reaccionar en paralelo (por ejemplo, el cloro).

Obtenidos estos valores, se procedió a calcular para todos los años las cantidades de cada elemento por kg de residuo al multiplicar cada componente del residuo por el porcentaje masa en masa de elementos, llegando a los siguientes resultados.

Composición elementos combustibles (kg elemento/ kg residuo)													
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Carbón	0,487	0,487	0,486	0,486	0,485	0,485	0,484	0,484	0,484	0,483	0,483	0,482	0,482
Hidrógeno	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067
Oxigeno	0,335	0,334	0,334	0,333	0,333	0,332	0,332	0,331	0,331	0,330	0,329	0,329	0,328
Nitrógeno	0,021	0,021	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022
Azufre	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
Otros	0,087	0,088	0,089	0,090	0,091	0,092	0,092	0,093	0,094	0,095	0,096	0,097	0,098

	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Carbón	0,481	0,481	0,480	0,480	0,479	0,479	0,478	0,477	0,477	0,476	0,475	0,474
Hidrógeno	0,067	0,067	0,067	0,067	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,069
Oxígeno	0,327	0,327	0,326	0,325	0,324	0,322	0,321	0,319	0,317	0,315	0,313	0,309
Nitrógeno	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022
Azufre	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
Otros	0,099	0,100	0,102	0,103	0,104	0,106	0,108	0,110	0,113	0,116	0,119	0,123

Tabla 18.5: Proyección de composiciones combustibles en residuos.

La cantidad de azufre presente es menor a 3 g/kg de residuo para todos los años. La categoría *otros* contiene principalmente elementos como cloro, cadmio, cobre, sodio, aluminio, mercurio y silicio.

La cantidad de aire en exceso a agregar recomendada por el proveedor de tecnologías *babcock & Wilcox Volund* es de 50 % sobre el valor estequiométrico. En años anteriores y proyectos ya en marcha se solía recomendar el uso de 80 % de exceso de aire, sin embargo, según investigaciones y desarrollos llevadas a cabo por la empresa mencionada, se destaca que el aporte excesivo de aire genera enfriamiento en la cámara de combustión reduciendo la cantidad de energía recuperada al final del proceso. Las nuevas tecnologías desarrolladas en los últimos años permiten obtener un altísimo rendimiento de combustión con un exceso de tan solo el 50 %, asimismo, se reducen las cantidades de productos formados altamente corrosivos.

Para saber la cantidad de aire promedio a ingresar en la cámara de combustión, se necesita conocer el aire atmosférico necesario en la combustión de los distintos elementos principales encontrados en los residuos. Teniendo en cuenta las reacciones químicas mencionadas en la figura 18.3, y las masas atómicas/molares de los elementos/compuestos, se obtienen las cantidades de aire por kg de combustible necesarios. Se muestran las reacciones principales, ya que las demás reacciones (por ejemplo la de cloro a cloruro de hidrógeno, o de nitrógeno a óxidos de este), ocurren en pequeña proporción y son tenidas en cuenta en el exceso de aire propuesto.

Cantidades para combustión estequiométrica								
Kg por kg elemento combustible								
		Para la combustión				Productos de combustión		
Combustible	N° Másico	O2	N atmosf.	Aire seco	Aire húmedo	CO2	H20	Natm
Carbón	12,01	2,66	8,80	11,47	11,47	3,67		8,80
Hidrógeno	1	8	26,43	34,43	34,44		9	26,43
Azufre	32,06	1,00	3,31	4,31	4,31	2,00		3,31
Monóxido de C	28,004	0,57	1,89	2,46	2,46	1,57		1,89

Tabla 18.6: Necesidades de aire atmosférico para combustión

A continuación se calculan las necesidades de aire atmosférico para el proceso (año 2019).

	Fracción m/m	Oxígeno estequiométrico kg/kg comb.	Oxígeno necesario kg/kg
			2019
Carbón	30,193%	2,66	0,80
Hidrógeno	4,174%	8,00	0,33
Oxígeno	20,740%	-	
Nitrógeno	1,328%	-	
Azufre	0,160%	1,00	0,002
Otros	5,401%	-	
Humedad	38,000%	-	
Total	100,000%	11,67	1,14
Menor Oxígeno contenido			-0,21
Oxígeno atmós. Necesario teórico			0,93
+50% exceso			1,40

*Tabla 18.7: Necesidad de oxígeno para el proceso de combustión. Proyección año 2019 . *Nota la humedad es agua, pero se computa en forma diferencia del hidrógeno y oxígeno presente.*

Por kg de residuos es necesario 1,4 kg de oxígeno atmosférico; referenciándose en la tabla 18.2, será necesaria una cantidad de aire seco atmosférico de 1,4 / 23,14 % = 6,05 kg por kg de residuos. Sumándole 0,01 kg de agua que tiene el aire atmosférico queda un total de 6,06 kg de aire atmosférico. Teniendo en cuenta la densidad promedio del aire en Buenos Aires de 1,22 kg/m^3 (Servicio Meteorológico Nacional, 2019), es necesario introducir una cantidad de 6,06 / 1,22 = 4,96 m^3 de aire en la cámara de combustión por kg de residuo incinerado.

Extrapolando por hora, en la cual se incinerarán ∼42 toneladas de residuos, serán necesarios 208.470 m^3 o 254 ton de aire para la combustión.

El mismo razonamiento se realizó para calcular los m^3 a ingresar en la cámara para el período

2020-2043, mostrado a continuación:

	Cantidad de aire a introducir en cámara por kg de residuo. Proyección a 2045												
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Oxígeno necesario kg/kg residuo	1,40	1,40	1,40	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39
Aire necesario kg/kg residuo	6,06	6,08	6,08	6,07	6,07	6,07	6,06	6,06	6,06	6,06	6,06	6,05	6,05
m3	4,97	4,98	4,98	4,98	4,98	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,96	4,96	4,96

	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Oxígeno necesario kg/kg residuo	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,40
Aire necesario kg/kg residuo	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,06	6,06	6,06	6,07	6,08
m3	4,96	4,96	4,96	4,96	4,96	4,96	4,96	4,96	4,97	4,97	4,98	4,98

Tabla 18.8: Necesidad de oxígeno para el proceso de combustión. Proyección años 2020-2043.

Una vez obtenidos los inputs para el incinerador, se procede a mostrar los outputs, estos serán:

- Cenizas sólidas.
- Cenizas volantes.
- Gases de combustión.

Las cenizas sólidas son aquellas que se generan por elementos/compuestos (presentes en los residuos incinerados) de alto punto de volatilización que no llegan a pasar al estado gaseoso en la incineración o que reaccionaron y el compuesto resultante tiene alto punto de volatilización (Karlsson Linus., 2013). Entre ellos se pueden mencionar metales (principalmente cadmio, silicio, cobre, mercurio, sodio) y óxidos de metales como SiO2, Al2O3, Na2O, CuO, KO y Fe2O3. La principal composición de las cenizas son estos últimos, los óxidos metálicos, (ver tabla 18.9), mientras que una pequeña porción queda para otros elementos, principalmente metales (cobre, aluminio, plata entre otros).

Compuesto	% de peso de las cenizas
Na2O	8,3
K2O	8,4
CaO	39,3
MgO	6,1
SiO2	20,6
Al2O3	6,4
Fe2O3	6,6
Otros	4,3
Total	100

Tabla 18.9: Composición de las cenizas de fondo.
(Karlsson & Jönsson, 2012)

El porcentaje (en masa) de las cenizas varía entre un mínimo de 15 % en las plantas más eficientes y con nuevas tecnologías y un 20 % en las plantas menos eficientes, generalmente creadas varios años con tecnologías de punta en sus respectivas épocas (Rand, Haukohl, & Marxen, 2000). Teniendo en cuenta estos datos, se procedió a investigar qué cantidad de cenizas son las esperadas como promedio en el proceso de combustión. Se relevaron la información provista por los diferentes proveedores de parrillas (B&W Volund, Martin Gmhb, Innova Hitachi) y se estudiaron ensayos académicos y otros estudios de pre-factibilidad realizados en el pasado. Luego de este proceso, tomando como base el estudio realizado por Karlson y Jönsson (2012), y en los porcentajes de cenizas de fondo estimados por los proveedores se arribo a los siguientes resultados:

Compuesto	% peso por kg residuo
Na2O	1,3
K2O	1,3
CaO	7,0
MgO	0,9
SiO2	3,4
Al2O3	1,0
Fe2O3	1,0
Otros	1,0
Total	16,8

Tabla 18.10: Porción de los residuos retirados como cenizas de fondo.
(Karlsson & Jönsson, 2012)

Se obtiene como ceniza de fondo un 17 % de la masa total de residuos ingresantes. Puede explicarse esta cantidad porque gran parte de los elementos categorizados como *otros* (tabla 18.5) en los residuos que entran a la parrilla reaccionan con el oxígeno y forman los óxidos de metales vistos en la tabla anterior (18.10).

Las *cenizas volantes*, en gran medida tienen componentes similares a las cenizas sólidas mencionadas anteriormente y en su naturaleza son partículas en estado sólido que por dos razones diferentes se juntan a los gases de combustión: porque volatiliza el material y luego con menores temperaturas solidifica generando partículas en el aire (el ejemplo más significativo e importante es el mercurio, cadmio, arsénico), o porque las partículas de elementos que no volatilizan y se encuentran en los residuos por su tamaño se adhieren a los gases. La composición de las cenizas volantes típicas es la siguiente (Belvi H., 2000):

Elemento	Unidad	Cantidad en ceniza volante	Elemento	Unidad	Cantidad en ceniza volante
Silicio	g/kg resid.	95-190	Cadmio	mg/kg resid.	250-450
Aluminio	g/kg resid.	50-78	Cobalto	mg/kg resid.	29-69
Hierro	g/kg resid.	18-35	Cromo	mg/kg resid.	140-530
Calcio	g/kg resid.	75-130	Cobre	mg/kg resid.	860-1400
Magnesio	g/kg resid.	11-20	Mercurio	mg/kg resid.	1-10
Potasio	g/kg resid.	23-47	Molibdeno	mg/kg resid.	15-50
Sodio	g/kg resid.	22-57	Níquel	mg/kg resid.	90-240
Titanio	g/kg resid.	7-12	Plomo	mg/kg resid.	7.400-19.000
Azufre	g/kg resid.	11-32	Selenio	mg/kg resid.	6-30
Cloro	g/kg resid.	45-101	Estaño	mg/kg resid.	1.400-1.900
Fósforo	g/kg resid.	5-10	Estroncio	mg/kg resid.	80-250
Manganeso	g/kg resid.	1-1,7	Vanidio	mg/kg resid.	30-150
Plata	g/kg resid.	31-95	Wolframio	mg/kg resid.	-
Arsénico	g/kg resid.	50-320	Zinc	mg/kg resid.	19.000-41.000

Tabla 18.11: Composición de las cenizas de fondo .
(Belvi H., 2000)

Por último, los *gases de combustión*, los compuestos que se encuentran en los gases calientes que se utilizarán para la transferencia de energía, contienen los siguientes productos:

- Oxígeno (O_2).
- Dióxido de carbono (CO_2).
- Halogenuros de hidrógeno (HCl, HF, HBr).
- Óxidos de nitrógeno (NO, N_2O, N_2O_3, NO_2).
- Monóxido de Carbono (CO).
- Dioxinas y furanos.

Haciendo un primer balance de masa por kg de residuo entrante se puede llegar a los siguientes valores.

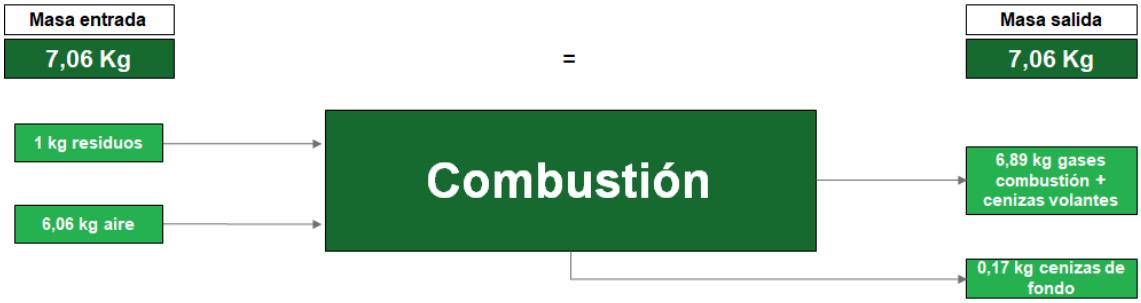


Figura 18.6: Balance de masas de alto nivel para el incinerador (1 kg de residuos).

Pueden validarse los valores al observar la tabla desarrollada por Jonsson y Karlsson (2013) expuesta a continuación.

Elemento	Valor	Unidad
Flujo de aire teórico	3,955	kg/kg residuo
Exceso aire (%)	55%	%
Flujo de aire real	6,13	kg/kg residuo
Exceso aire	2,175	kg/kg residuo
Densidad de aire	1,204	kg/m3
Volumen aire	5,091	m3/kg residuo
Flujo de gases teórico	4,802	kg/kg residuo
Flujo gases real	6,977	kg/kg residuo

Tabla 18.12: Flujos aire gases reales y teóricos.
(Karlsson & Jönsson, 2012)

Se puede validar que el aire real ingresado es de 6,13 kg/kg de residuos, siendo los cálculos realizados en el presente estudio de 6,1 kg/kg de residuos. Por otro lado, la cantidad de gas real (incluyendo cenizas volantes) se establece en 6,97 kg/kg de residuos; lo que es muy cercano (∼1 % de diferencia) a los valores obtenidos.

Si bien se pueden saber las reacciones químicas principales que ocurren dentro de la cámara de combustión, es difícil saber con certeza qué cantidades de cada elemento salen como producto, por dos principales razones:

1. Si bien se hicieron proyecciones de las composiciones de elementos en los residuos, hay mucha variabilidad (mezclándose los residuos en la fosa se reduce el rango de la variabilidad) en las composiciones de residuos que se queman.

2. Las reacciones que ocurren son muy variadas y dependen de muchos factores más allá de las condiciones ambientales (por ejemplo, del grado de turbulencia que se puede controlar hasta un punto), haciendo que, aunque esté bien controlado el ambiente, los productos varíen en cada reacción.

Debido principalmente a estas razones, no es factible realizar un balance de masa muy detallado en la parrilla y es por eso que se procederá a realizar un balance que contemple grupos de elementos que serán utilizados o tratados posteriormente en conjunto. A continuación se presentarán los grupos definidos.

- Dióxido de Carbono.
- Oxígeno.
- Agua (humedad).
- Compuestos ácidos: Dióxido de azufre, Cloruro de Hidrógeno, Fluoruro de Hidrógeno y Bromuro de Hidrógeno.
- Óxidos de nitrógeno.
- Cenizas volantes.
- Dioxinas y Furanos.
- Mercurio.

Respecto al dióxido de carbono, este es producto del proceso de combustión. Si todo el carbono presente en los residuos a la entrada del incinerador se convierte en dióxido de carbono (la concentración de monóxido que se explicó anteriormente es menor al 0,1 %), entonces la cantidad de dióxido resultante se obtiene de sumarle la masa de oxígeno que se une al carbono (masa atómica del carbono 12,011 u - unidades atómicas , del oxígeno 15,999 u). Así, se necesitan 2 átomos de oxígeno por cada átomo de carbono, por lo que por cada 12,011 g de carbono se forman $12,011 + 15,999 * 2 =\sim 44$ gramos de dióxido de carbono (Aumenta la masa en +267 %)

Carbono entrante 0,300 kg/kg de residuo húmedo

Dióxido de carbono saliente 1,100 kg/kg residuo

Por la parte del oxígeno, este no lleva ningún tratamiento posterior a la combustión por lo que su masa se conocerá con meros fines de validar el balance de masa. El agua, representada por la humedad existente en el ambiente de la cámara, tampoco recibe ningún tratamiento y será al igual que el oxígeno conocida para fines de validar el balance de masa.

Para los 2 productos mencionados anteriormente, se decidió recurrir a los estudios realizados por Jönsson y Karlsson (2013) que indican que el 9 % y 6 % de la masa de los gases son de estos componentes, respectivamente.

Como la masa total entrante es de 1 kg de residuos y 6,06 kg de aire, entonces las masas de oxígeno y agua resultantes de la combustión serán (por kg de residuo incinerado) como se indica a continuación.

$$\text{Agua} = 7,06kg * 9\,\% = 0,618kg \tag{18.1}$$

$$\text{Oxígeno} = 7,06kg * 6\,\% = 0,424kg \tag{18.2}$$

En el caso de los ácidos (Dióxido de azufre, Cloruro de Hidrógeno, Floruro de Hidrógeno y Bromuro de Hidrógeno), estos compuestos son eliminados en conjunto en uno de los procesos de limpieza de gases, que luego será mencionado. Los residuos tienen una composición de cloro promedio de 0,45 % m/m respecto de los residuos entrantes (4,5 g/kg residuo) y un promedio de Bromo y Flúor de 250 g (245 de Flúor y 5 de Bromo) por cada tonelada de residuos, o 0,25 kg por cada kg de residuos ((Karlsson & Jönsson, 2012). Las reacciones que ocurren con estos elementos en la cámara de combustión son (Raymond, 2010) :

$$H_2 + F_2 \longrightarrow 2HF \tag{18.3}$$

$$H_2 + Cl_2 \longrightarrow 2HCl \tag{18.4}$$

$$H_2 + Br_2 \longrightarrow 2HBr \tag{18.5}$$

$$XF_2 + H_2SO_4 \longrightarrow XSO_4 + 2HF \tag{18.6}$$

$$Y_2F + H_2SO_4 \longrightarrow Y_2SO_4 + 2HF \tag{18.7}$$

$$XCl_2 + H_2SO_4 \longrightarrow XSO_4 + 2HCl \tag{18.8}$$

$$Y_2Cl + H_2SO_4 \longrightarrow Y_2SO_4 + 2HCl \tag{18.9}$$

$$XBr_2 + H_2SO_4 \longrightarrow XSO_4 + 2HBr \tag{18.10}$$

$$Y_2Br + H_2SO_4 \longrightarrow Y_2SO_4 + 2HBr \tag{18.11}$$

Siendo X un elemento del grupo II de la tabla periódica (principalmente calcio, pero puede ser magnesio, o en mucho menor medida berilio o estroncio) e Y un elemento del grupo I de la tabla (principalmente potasio y sodio, y en mucho menor medida litio). Cabe destacar que tanto el hidrógeno como el ácido sulfúrico (H_2SO_4) no se encuentran en los residuos o aire directamente, sino que se generan en reacciones intermedias en la cámara (no terminan siendo productos). Los 3 productos (sobre todo HF y HCl) son muy corrosivos y serán eliminados posteriormente. Supondremos, apuntando a tener un escenario realista/pesimista, que todos los reactivos en los residuos se convierten en estos productos corrosivos. Sabiendo por cada halógeno se obtiene un haluro de hidrógeno y sabiendo también que las masas atómicas del

Flúor, Cloro y Bromo son 18,998 u, 35,453 u y 79,904 u respectivamente, y que al sumarle 1 hidrógeno la nueva masa del compuesto aumenta en 1,008, entonces las masas entrantes pasaran a salientes de la siguiente manera:

	Masa atómica (u)	Aumento de masa	Masa del compuesto	Aumento %
Fluoro	18,998	1,008	20,006	5%
Cloro	35,453	1,008	36,461	3%
Bromo	79,904	1,008	80,912	1%

Tabla 18.13: Aumentos de masa por generación de gases ácidos (por cada 1 kg de residuos).

Entonces la salida de los halogenuros (en masa) tendrá el aumento indicado en la tabla anterior.

	Entrada (X) gramos	Aumento	Salida (HX) gramos
Fluoro	4,5	5%	4,74
Cloro	0,245	3%	0,25
Bromo	0,005	1%	0,01

Tabla 18.14: Masa halogenuros de hidrógeno generados por cada 1 kg de residuos.

Respecto al azufre, se tiene en promedio 1,6 g/kg de residuo a lo largo de todos los años (tabla 18.5). Si nuevamente se realizan los cálculos asumiendo que todo el azufre reacciona con oxígeno formando dióxido de azufre, se tendrá el siguiente balance:

$$S + O_2 \longrightarrow SO_2 \tag{18.12}$$

Siendo la masa del azufre de 32,065 u y la de la molécula de oxígeno (O_2) de 32,000 u, entonces la masa que se genera de dióxido de azufre será prácticamente igual al doble de masa entrante de azufre, resultando en:

Azufre entrante 1,6g/kg de residuo

Dióxido de azufre saliente 3,2 g/kg de residuo

Finalmente, sumando todo lo generado por los gases ácidos, se obtienen:

$$\text{Gases ácidos} = 5,00g + 3,2g = 8,2g \tag{18.13}$$

Cenizas volantes. Las cenizas que se mueven en conjunto con los gases de escape serán eliminadas posteriormente en un proceso de filtrado. Investigaciones llevadas a cabo por la

International Solid Waste Association (2014) indican que la concentración de cenizas volantes no exceden el 4 % de la masa entrante de residuos.

Los óxidos de nitrógeno, son eliminados en conjunto en un proceso llamado RCNS (se verá más adelante). El nitrógeno que ingresa (casi en su totalidad) como parte del aire atmosférico reacciona en las condiciones que se presentan en la parrilla, generando diferentes óxidos de nitrógeno (NOx) como NO, N_2O, N_2O_3, NO_2, entre otros. La formación de los NOx depende de la estadía del nitrógeno y de la temperatura a la que se enfrenta. Según el estudio realizado por KIANG (2001), en el cual estudió la formación total de NOx (ver Anexo en sección S) como ppm NOx/m^3 aire. Para las condiciones de trabajo (1.0 °C y 8 % de concentración de aire) se generan 1.000 ppm o 1 g de NOx por m^3 de aire. Usando la densidad de aire previamente establecida ($1,22kg/m^3$), puede determinarse la cantidad de NOx por kg de aire. Luego, sabiendo que del total de masa que se ingresa a la parrilla es de 7,06 kg y que lo liberado es todo menos las cenizas volantes y de fondo (0,21 kg), se puede calcular la cantidad de NOx generado.

$$1{,}000/1,22 * (7,06 - 0,21) = 5{,}800 ppm NOx/kg \text{residuos o } 5,8 gNOx/kg \text{ residuos} \quad (18.14)$$

Queda entonces como nitrógeno puro

$$4,66kg - 0,0058kg = 4,6542 \text{kg } N/kg \text{ residuo} \quad (18.15)$$

Gran parte de los óxidos serán eliminados posteriormente (lo suficiente para que las emisiones estén dentro del límite legal).

Mercurio. La composición de mercurio en los gases en promedio se encuentra en el rango de 0,5-0,7 % (Karlsson Linus., 2013). Se considera que se generan 0,007 kg (o 7 gramos) de mercurio por cada kg de residuo. Este componente es controlado posteriormente por condensación de gases.

Dioxinas y Furanos. Estos productos son eliminados principalmente en el proceso de adsorción. La composición de estas sustancias es muy importante de determinar debido a su alto poder contaminante y al efecto que pueden provocar en la salud de las personas. De acuerdo con la Asociación sueca de gestión de residuos (RSV por sus siglas en sueco), la cual en el año 1999 realizó profundas investigaciones sobre el tema de dioxinas y furanos en el proceso de incineración de los residuos, publicó el reporte “Waste–to-energy, an inventory and review about dioxins”(Swedish Association of Waste Management, 1999), en el cual reflejaron que durante el proceso de combustión entre el 90-95 % de estas sustancias son descompuestas en dióxido de carbono (CO_2), agua (H_2O) y cloruro de hidrógeno (HCl). La formación de estos compuestos está contenida dentro de lo explicado anteriormente sobre su

producción. La producción estimada de dioxinas y furanos (luego de ser descompuestos en su mayor parte) se estimó es entre 35 y 40 g/kg de residuo. Sabiendo que luego del proceso de adsorción (proceso de alta eficiencia), estos elementos se reducen y la cantidad emitida a la atmósfera queda muy por debajo de los límites permitidos, se tomará que su concentración es de 37 g/kg de residuo, completando así (sumando todos los elementos producidos en la parrilla) el total de masa saliente.

Finalizada la explicación y cálculo de todos los elementos producidos luego de la combustión en la cámara de combustión, se muestran a continuación las concentraciones de cada sustancia tanto de entrada como de salida. Para la entrada solo se mostrará residuo y aire entrante y para salida se mostrará cenizas de fondo y luego los gases y cenizas de combustión que se visualizarán desglosados. Este balance es para 1 kg de residuos de entrada.

Input	Masa	Unidad
Residuo	1	kg
Aire atmosf.	6,06	kg
Total Input	7,06	kg
Output	**Masa**	**Unidad**
Cenizas	0,170	kg
CO2	1,100	kg
N	4,654	kg
Nox	0,006	kg
Gases Ácidos	0,008	kg
O2	0,424	kg
H20	0,615	kg
Volantes	0,040	kg
Dioxinas y furanos	0,037	kg
Hg	0,007	kg
Total Output	7,06	kg

Tabla 18.15: Balance de masa .

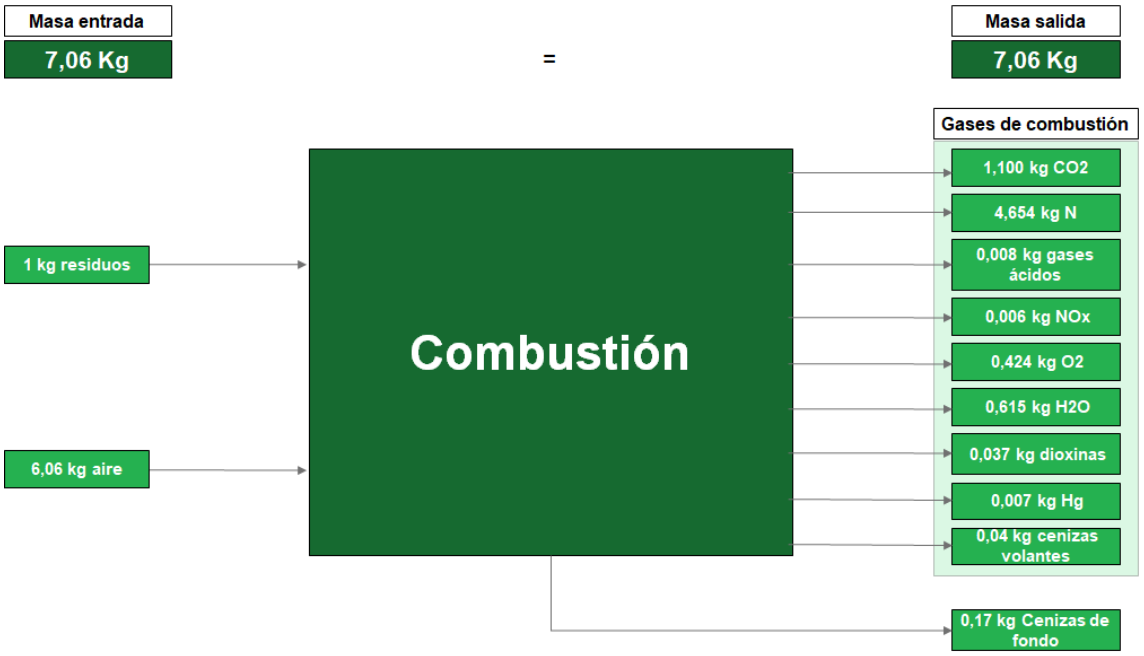


Figura 18.7: Gráfico balance de masa.

En el Anexo T se puede observar el balance de masa unitario para cada año proyectado.

Respecto del balance de energía y como se mencionó previamente, el proveedor asegura que el rendimiento del equipo de incineración permite obtener un mínimo de 97 % de rendimiento de combustión, en otras palabras, por cada unidad de energía contenida en los residuos, el calor que sale por los gases de combustión y que podrá ser utilizado en la caldera es de 0,97. El restante 3 % es energía que queda en las cenizas y se pierde en las paredes de la cámara, que se busca sea lo más adiabática posible (aunque al ser real tiene una pequeña pérdida). A continuación, tomando en cuenta los residuos estudiados, se mostrará el balance de energía de la combustión para 1 kg de residuos (utilizando el valor estimado de energía en los residuos de 2019).

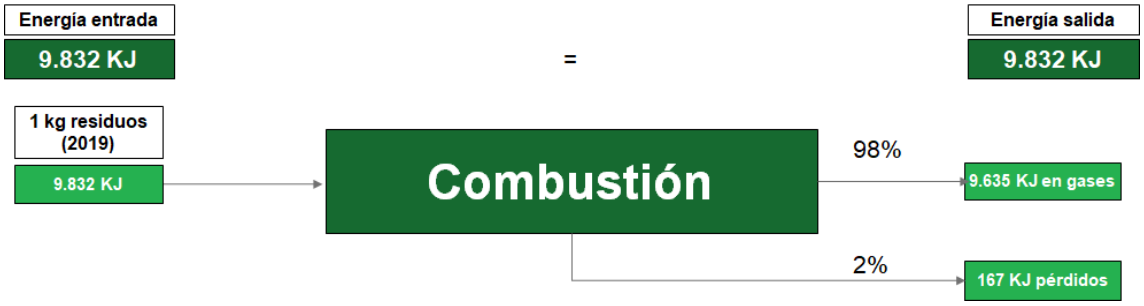


Figura 18.8: Gráfico balance de energía por kg residuos (2019).

Cabe destacar que para el arranque del incinerador y también en los momentos en que se necesita mayor temperatura en la cámara (cuando no es suficiente para combustionar algunos elementos), se tiene un suministro de calor mediante una boca de gas de red. Como este consumo

no es constante, no se incluye en el balance de energía pero se tendrá en cuenta en la necesidad de gas para la planta. Las plantas que procesan alrededor de 1.000-1.200 toneladas por día de residuos consumen como máximo 20 m^3/hora cuando lo necesitan.

18.4. Recuperación de energía

La etapa de recuperación de energía consta principalmente del equipo encargado de permitir el intercambio de la energía térmica contenida en los gases de combustión al medio líquido (generalmente agua, pero también pueden emplearse otros fluidos como será luego estudiado) para poder luego generar la energía eléctrica. Este equipo es un intercambiador de calor denominado caldera. Luego de a transferencia de energía entre gases y agua, la temperatura de estos últimos es disminuida, permitiendo que posteriormente puedan ser limpiados, y sus componentes contaminantes controlados.

Las calderas de tipo acuotubular, en la que el agua va a través de los tubos, son extensamente utilizados en la industria de generación de energía para crear vapor. Dentro de las plantas de incineración de residuos, este tipo de calderas es prácticamente el único utilizado. La empresa Babcock & Wilcox Vølund, quién ha construido más de 150 plantas de WTE en el mundo, ha utilizado en todas ellas este tipo de calderas.

El equipo consta de 3 componentes esenciales que pueden observarse en la figura 18.1. Estos son, en esencia, intercambiadores de calor que según su finalidad adquieren un nombre particular, pero también porque son fabricados con distintos materiales o formas geométricas que permiten por ejemplo un mejor intercambio de calor o menor obstrucción por partículas de la combustión. Los componentes son:

- Economizador.
- Evaporador.
- Sobrecalentador.

El economizador, cuya función es la de precalentar el agua de alimentación de la caldera que se calienta por los gases de combustión hasta una temperatura próxima al punto de ebullición. El evaporador, donde el agua alcanza la temperatura de vapor saturado y, según el diseño que se tome (presión a la que se maneje el sistema de agua de caldera,) se determina la temperatura de vapor saturado. Por último, el sobrecalentador, donde el vapor saturado procedente del evaporador es sobrecalentado a la temperatura final de trabajo.

La preparación del agua de alimentación de la caldera y del agua de relleno es muy importante para un funcionamiento eficaz y para reducir la corrosión (dentro de los tubos) o el riesgo de daños en las turbinas. La calidad del agua de la caldera debe ser mayor cuando se utilizan parámetros (presión y temperatura) más elevados para el vapor. Es muy importante la selección de los parámetros de trabajo, esto es debido a que, aunque la elección de altas temperaturas y presiones permite aprovechar mejor la energía contenida en los residuos, estos parámetros de vapor más elevados pueden producir considerables problemas de corrosión, especialmente en las superficies del sobrecalentador y el evaporador. Por eso también es esencial la elección de equipos de alta tecnología que puedan soportar la exposición a los elementos y condiciones corrosivos. En WTE es común utilizar 40 bares y 400 °C cuando hay generación de electricidad, aunque también se utilizan valores más altos, especialmente con RSUs pretratados (se utilizan valores de 60 bares y hasta 520 °C con medidas especiales para prevenir la corrosión) (European IPPC Bureau, 2018). En caso de que también se utilice el calor para output y venta, puede producirse vapor con condiciones más bajas o agua sobrecalentada.

Respecto a la geometría de las calderas, básicamente existen de dos tipos:

- Vertical: En estos, los gases de combustión se movilizan en forma vertical, atravesando los tubos de la caldera (ver figura 18.9). Las superficies de calentamiento por convección (sobrecalentador y evaporador) en este tipo de caldera generalmente deben limpiarse con sopladores. Para evitar la erosión inducida por el soplador de hollín, los tubos calientes (es decir, los tubos del sobrecalentador y del evaporador) están protegidos por carcasas de tubos de acero inoxidable. Una de las ventajas del tipo de caldera vertical es que se pueden diseñar calderas muy compactas porque las superficies de calentamiento vertical pueden usar una tolva común para la extracción de cenizas, optimizando así el rendimiento por tonelada de acero en la caldera. La disposición de los tubos significa que los haces de tubos no necesitan drenajes separados, una ventaja importante en términos del tiempo requerido para reemplazar los haces.

- Horizontal: Se caracterizan porque el flujo de gas en ellas es horizontal. Una de las muchas ventajas del diseño horizontal es que las superficies de calentamiento pueden limpiarse por medio del llamado dispositivo de golpeo que, a diferencia de los sopladores de hollín de vapor tradicionales, no consume vapor. Otra ventaja del diseño horizontal es que el soporte para las superficies de calentamiento se puede colocar fuera del gas de combustión. Las vigas de acero grandes se pueden utilizar como soporte, lo que hace posible diseñar calderas más grandes. En lo que se refiere a la limpieza de la superficie de calentamiento por convección, el diseño horizontal significa que la suciedad del proceso de limpieza ingresa a las tolvas sin que pasen otras superficies de calentamiento en su camino, lo que reduce el riesgo de bloqueo de los haces de tubos y

esto resulta en una mejor disponibilidad. Una de las desventajas es que es más cara que la de disposición vertical (hasta 10 %).

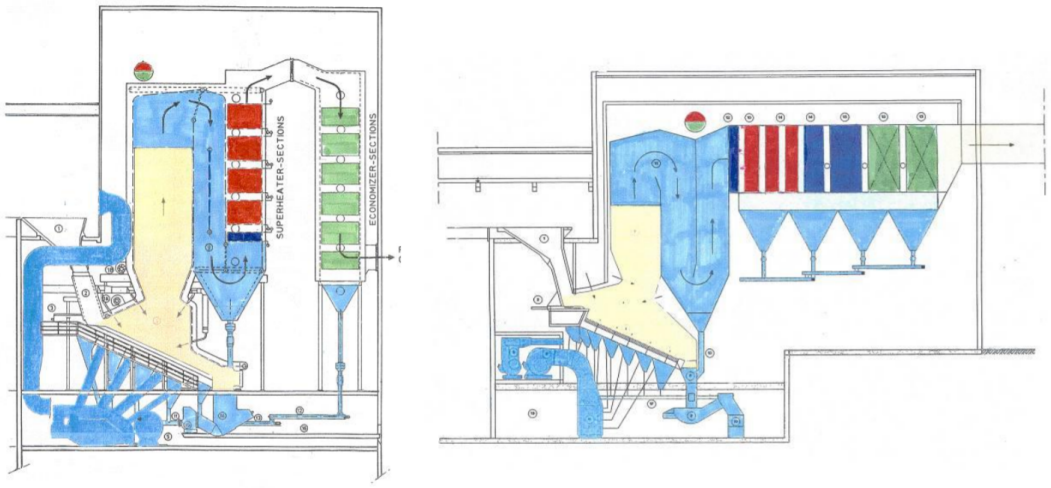


Figura 18.9: Tipos de calderas. Izquierda: Vertical. Derecha: horizontal.
(International Solid Waste Association, 2013)

Para definir qué tipo de caldera utilizar se contactó a la empresa *ACBoilers* de origen italiano, la cual recomendó usar calderas del tipo horizontal, argumentando que el leve costo superior iba a ser cubierto por la falta de necesidad de limpieza frecuente y, por sobre todas las cosas, el hecho de que el ahorro del vapor obtenido para la limpieza genera beneficios económicos, que incluso pueden llegar a repagar el costo extra respecto a una caldera vertical.

18.4.1. Corrosión: formas de protección

Los residuos que serán termovalorizados contienen gran parte de los elementos que están en la tabla periódica, esto genera un inconveniente que ya ha sido ampliamente estudiado, pero que debe ser tenido en cuenta en la selección de los equipos y de proveedor: la generación de químicos por reacciones que se generan por las diferentes temperaturas, presiones y presencia de elementos que reaccionan entre si, entre otras razones. Por ejemplo, debido a la temperatura, elementos como el sodio, calcio, cobre, potasio, cloro, azufre, cromo, plomo, zinc, hierro, estaño y aluminio reaccionan para generar compuestos que pueden causar corrosión. Es muy importante que los equipos estén diseñados para soportar los niveles de corrosión a los que se pueden exponer. Los ataques corrosivos pueden darse por dos métodos principales:

- Corrosión a baja temperatura: que aparece en la caldera y demás superficies donde la temperatura es menor a 135 °C, pues en estas condiciones condensan los gases que

contienen ácido sulfuroso/sulfúrico y/o cloro. La mejor manera para enfrentar este tipo de corrosión es evitar tener temperaturas debajo del umbral mencionado.

- Corrosión a alta temperatura: Más particular que la mencionada anteriormente, aparece a temperaturas por sobre los 260 °C en superficies especificas, superficies de sobrecalentador y evaporador.

La corrosión se mide por milímetros (mm) de pared corroídos por año. Las principales formas para proteger a los equipos de la corrosión son la utilización de tubos de alta aleación y/o protegiéndolos con materiales refractarios o usando aleaciones especiales como el Inconel.

De acuerdo a las investigaciones (Lee, Themelis, & Castaldi, 2006) sobre corrosión en las calderas, el costo por corrosión es en promedio un tercio del costo total de mantenimiento, o un 5 % de los costos totales anuales (considerando de operación, mantenimiento y capital) si se toma el costo de mantenimiento promedio del 15 % (benchmark mundial para WTE). El rango de costo del estudio indica entre 0,23 y 8,17 USD/ton incinerada. Sin embargo, un mal dimensionamiento o control deficitario de la corrosión puede provocar que se tengan que realizar mantenimientos inesperados, parando la planta. La experiencia a lo largo del mundo indica que las paradas más usuales van entre 5 y 10 días generando pérdidas multimillonarias y costos de igual magnitud. Se estima que el costo por mal dimensionamiento de la corrosión puede generar erogaciones de hasta 10 % del costo total anual, pudiendo entre otras cosas provocar, en un proyecto inicialmente rentable, pérdidas muy importantes.

18.4.2. Movimiento de gases e intercambio de calor

Observando la figura 18.9, pueden verse 2 zonas definidas claramente posteriores a la incineración y en el recorrido de los gases de combustión. Por un lado, en la zona clara (apenas saliendo de la cámara de combustión) los gases se encuentran a muy altas temperaturas, esta zona se tiene para mantener a los gases a una temperatura mayor de 850 °C por al menos 2 segundos. Por dicha razón en esta zona no hay ningún dispositivo de intercambio de calor. En la figura 18.10 se muestran los valores típicos de temperatura en cada sección del sistema (para una caldera horizontal, que es la elegida). Luego de esta zona, se ingresa en el sector de intercambio de calor con los distintos dispositivos, en la primer parte (en celeste) se encuentran dispositivos evaporadores que median el intercambio de calor entre líquido de caldera y gases para lograr parte de la evaporación del líquido. En esta zona se produce el intercambio de calor principalmente por radiación. La cantidad de tubos del intercambiador de calor en esta parte es reducida debido a la alta temperatura de los gases (800 - 1.000°C), lo que exige que los materiales del evaporador las soporten y que además estén protegidos contra la corrosión, que a tan altas temperaturas es muy intensa.

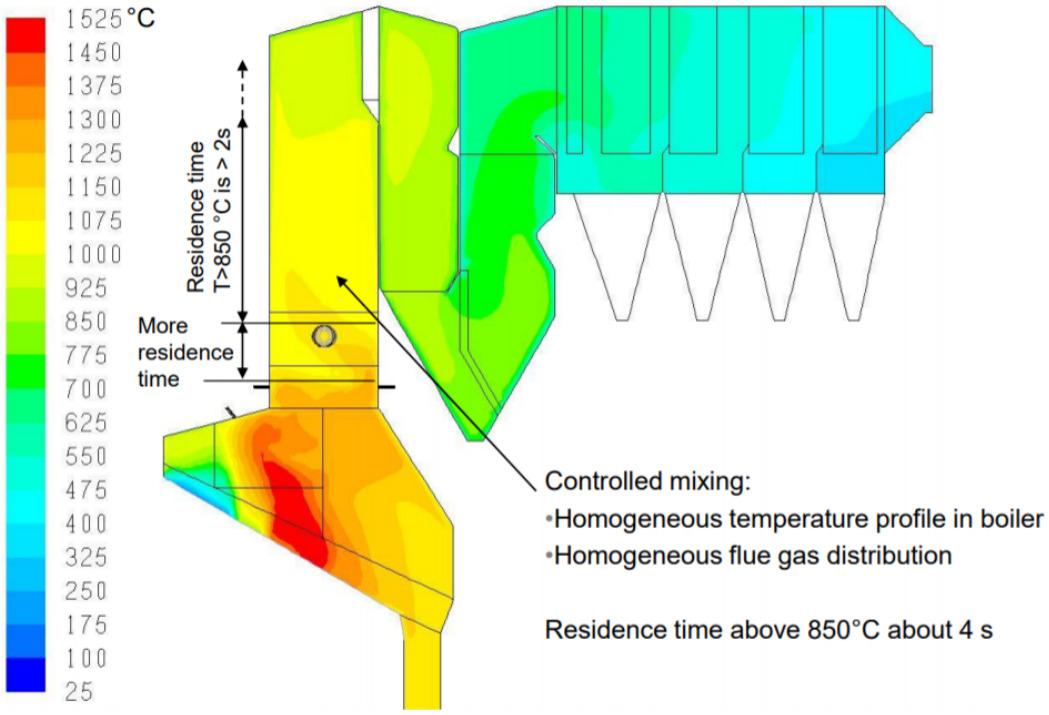


Figura 18.10: Distribución de temperaturas típica de los gases de combustión en el sistema. (Branchini, 2012)

Posteriormente, ya en la zona en donde los gases rondan temperaturas menores a 800 °C, se encuentran los 3 dispositivos que fueron mencionados anteriormente: sobrecalentador, evaporador y economizador. En esta zona predomina la transferencia de calor por convección. En la figura 18.10 pueden verse de izquierda a derecha respectivamente los dispositivos, esto es así pues en la zona de más temperatura es donde se necesita que la sustancia dentro de la caldera llegue a la temperatura deseada. Luego se encuentra el evaporador, donde los gases tienen menor temperatura pero llegan (en el proceso de intercambio de calor) a vaporizar la sustancia de la caldera. Por último, el economizador permite precalentar la sustancia en el tramo donde los gases tienen temperaturas de alrededor 400-500 °C. Cabe destacar que el curso del líquido/vapor en la caldera (según vista de la figura anterior) es contrario a la dirección de los gases, es por esto el tipo de disposición adoptado por los equipos y mostrado en la figura.

18.5. Tratamiento de gases de combustión

Existen múltiples componentes para el tratamiento de gases de combustión que cumplen diversas funciones y pueden ser combinados de diferentes formas para lograr un tratamiento óptimo de los gases. El esquema presente en la Figura 18.11 de la página 176 muestra un ejemplo

de las opciones y sus posibles combinaciones resaltando la combinación seleccionada en la subsección 18.5.6.

Como puede observarse, hay un total de 408 distintos sistemas combinados entre las distintas maneras de operar en las 5 etapas de reducción de contaminantes.

1. Reducción de las emisiones de partículas.
2. Reducción de las emisiones de gases ácidos.
3. Reducción de las emisiones de óxidos de nitrógeno.
4. Reducción de las emisiones de dioxinas y furanos (PCDD/F).
5. Reducción de las emisiones de mercurio.

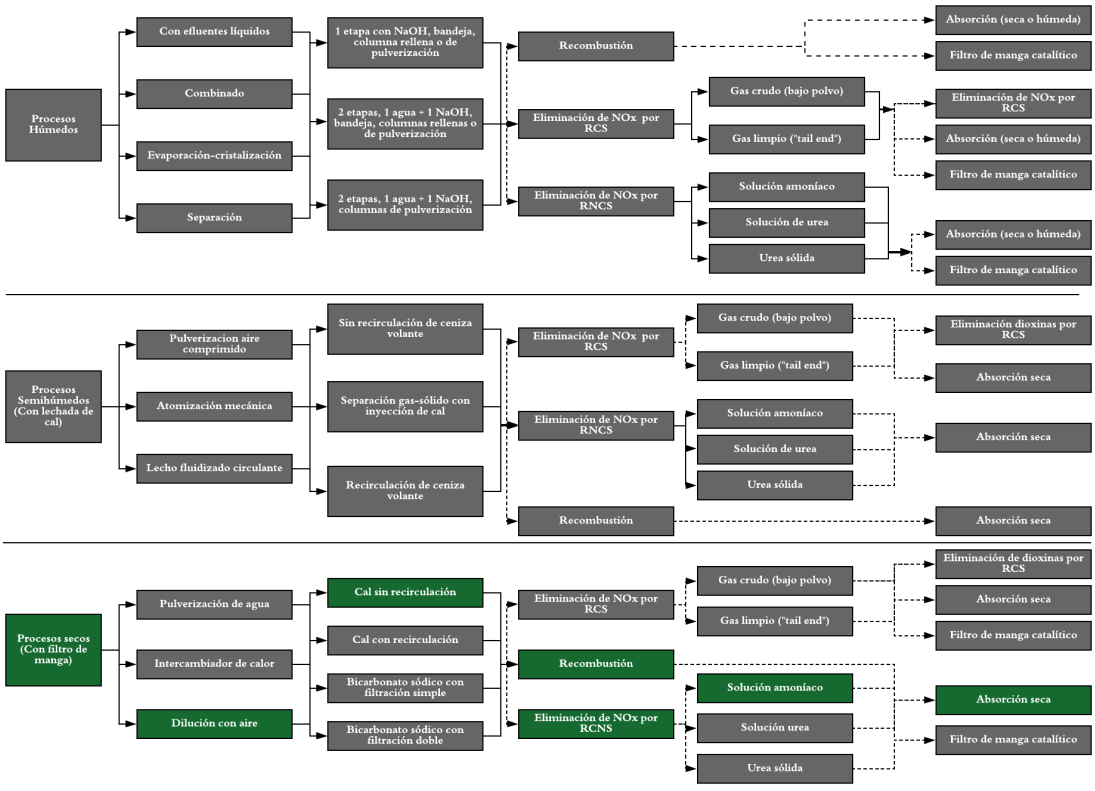


Figura 18.11: Resumen de las posibles combinaciones de sistemas de tratamiento de gases. (Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones. Gobierno de España, 2011)

18.5.1. Reducción de las emisiones de partículas

En la incineración de residuos se utilizan los siguientes sistemas de eliminación previa de partículas.

- Ciclones y multiciclones. Los ciclones y multiciclones utilizan fuerzas centrífugas para separar las partículas de la corriente de gas. Los multiciclones se diferencian de los ciclones simples en que consisten en muchas pequeñas unidades de ciclones. El flujo de gas entra en el separador tangencialmente y sale desde un conducto central. Los sólidos son forzados al exterior del ciclón y se recogen a los lados para su eliminación. (Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones. Gobierno de España, 2011)

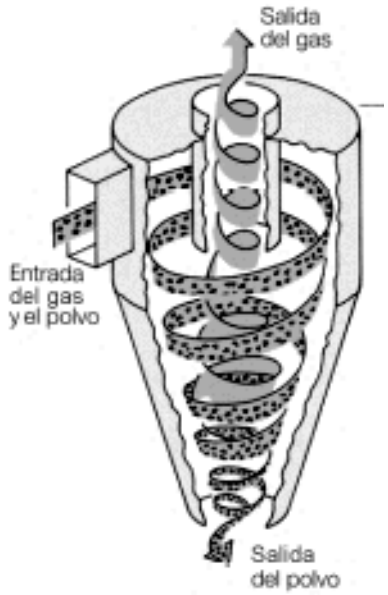


Figura 18.12: Funcionamiento filtro de ciclón.
(Soler & Palau, 2019)

- Precipitadores electroestáticos (PE), secos y húmedos. Estos funcionan mediante la exposición del gas a un campo eléctrico de manera que las partículas sólidas se vean afectadas en su trayectoria respecto de la del resto del gas y colisionen con una placa colectora. En el caso de los PE húmedos, el polvo precipitado de las placas colectoras se lava mediante un líquido, normalmente agua.

Figura 18.13: Principio operativo de un precipitador electroestático .
(Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones. Gobierno de España, 2011)

- Filtros de manga (FM). Los filtros de tejido, también denominados filtros de manga, se utilizan ampliamente en plantas de incineración de residuos. Su principio de funcionamiento consiste en circular los gases de combustión por un tejido que hace de medio filtrante, el cual ebe tener características adecuadas de resistencia térmica, física y química. La tensión mecánica y térmica sobre el material de filtro determina su vida útil, así como sus requisitos de energía y mantenimiento.

Figura 18.14: Un ejemplo de filtro de tejido.
(Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones. Gobierno de España, 2011)

El objetivo de estos sistemas es separar previamente las cenizas volantes de la combustión para enviarlas al tratamiento de sólidos y que no afecten otras etapas del tratamiento de gases de combustión. A continuación se puede ver una comparación de las distintas tecnologías en la tabla 18.16 . Estas comparaciones se utilizaron en la sección 18.5.6 para concluir que el sistema de filtro de manga es la opción más adecuada.

Sistemas de eliminación de partículas	Concentraciones de emisiones típicas	Ventajas	Desventajas
Ciclón y multiciclón	–ciclones: 200-300 mg/m3; –multiciclones: 100-150 mg/m3.	–Robustos, relativamente simples y fiables. –Aplicados en incineración de residuos.	–Sólo paraeliminación previa de partículas –Consumo deenergía relativamente alto (en comparación con PE)
PE-seco:	<5-25 mg/m3	–Consumo relativamente bajo. –Temperaturas de gas en un rango de 150-350°C –Ampliamente aplicado en la incineración de residuos.	–Riesgo de formación de PCDD/F en el rango de 450- 200°C –Poca experiencia en incineración de residuos –Se aplica principalmente a eliminación de partículas a posteriori.
PE-húmedo:	<5-20 mg/m3	–Puede alcanzar bajas concentraciones de emisión –A veces se aplica en incineración de residuos	–Generación de aguas residuales de proceso
Filtro de manga	<5 mg/m3	–Ampliamente usado en la incineración de residuos –La capa de residuo filtrado actúa como filtro adicional y reactor de adsorción.	–Consumo de energía relativamente alto (en comparación con un PE) –Sensible a la condensación de agua y la corrosión.

Tabla 18.16: Comparación de sistemas de eliminación de partículas.
(Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones. Gobierno de España, 2011)

18.5.2. Reducción de las emisiones de gases ácidos

Como menciona la Normativa 2000/76/CE (“Directiva 2000/76/CE”, 2000) a la cual hace referencia la Ley “Basura Cero”(“Ley N° 5966”, 2018), es necesario eliminar sustancias ácidas tales cómo HCl, HF y SO_X mediante reactivos alcalinos aplicando los siguientes procesos de limpieza.

- Procesos secos. Se agrega un agente de sorción seco al flujo de gas de combustión. El producto de reacción es también seco. Como reactivos alcalinos se suelen utilizar cal (ej: cal hidratada o cal con gran superficie específica) siguiendo las siguientes reacciones.(Institute of Clean Air Companies, 2016)

$$Ca(OH)_2 + SO_2 + 0{,}5O_2 \longrightarrow CaSO_4 + H_2O \tag{18.16}$$

$$Ca(OH)_2 + 2HCL \longrightarrow CaCl_2 + 2H_2O \tag{18.17}$$

$$Ca(OH)_2 + 2HF \longrightarrow CaF_2 + 2H_2O \tag{18.18}$$

  La adición de carbón activado permite la reducción por absorción de Hg y $PCDD/F$. Estos procesos son los que requieren mayor uso de reactivos, además de contar con gran producción de residuos sólidos para mismo grado de operación en otros sistemas. Con bicarbonato sódico, los residuos sólidos son más solubles que con cal, aunque su cantidad es considerablemente menor que en el sistema seco con cal. En algunos casos, los residuos de los sistemas con bicarbonato son tratados y reciclados por la industria química.

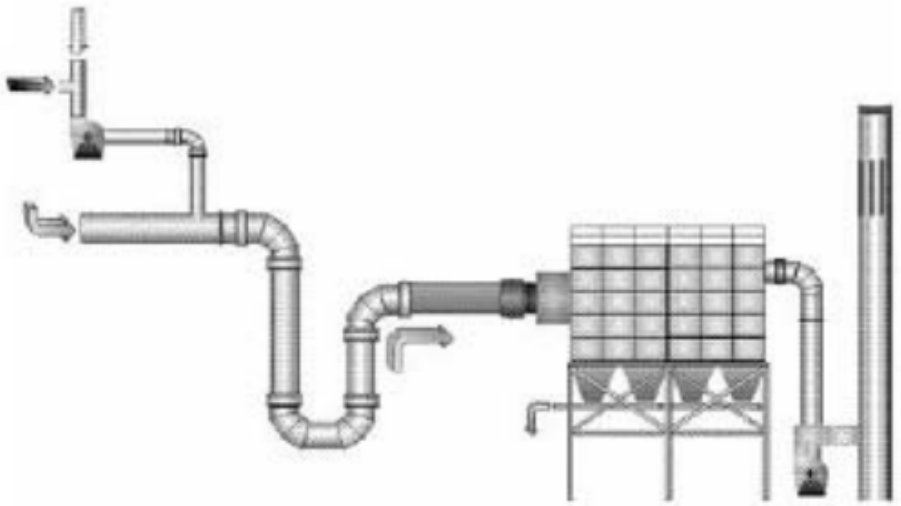


Figura 18.15: Esquema de un sistema de TgC seco con inyección de reactivo en el conducto de gases de combustión y filtro de manga corriente abajo.
(Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones. Gobierno de España, 2011)

- Procesos semihúmedos. También denominados semisecos, en donde el agente de absorción agregado al flujo de gases de combustión es una solución acuosa (por ejemplo, lechada de cal) o suspensión (por ejemplo, en forma de pasta acuosa). La solución acuosa se evapora y los productos de reacción son secos. El residuo sólido puede luego ser recirculado para mejorar la utilización de los reactivos.

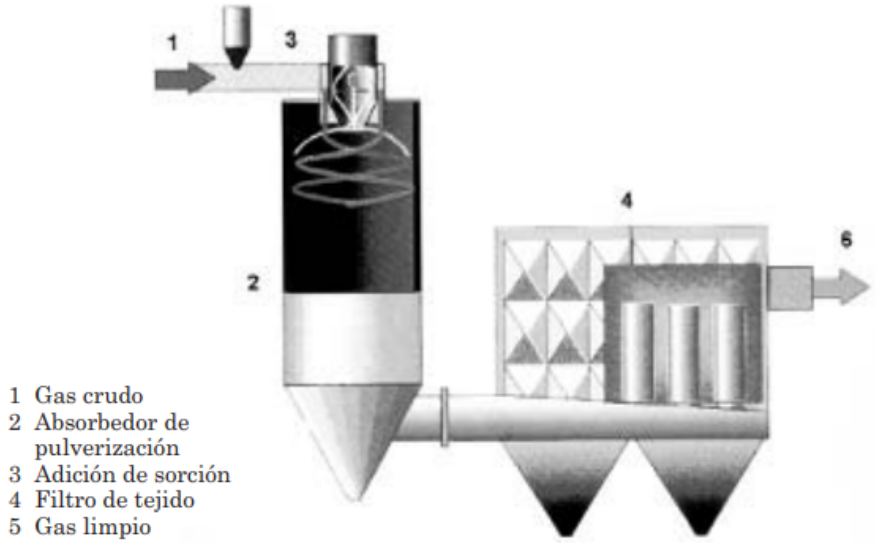


Figura 18.16: Principio operativo de un absorbedor de pulverización.
(Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones. Gobierno de España, 2011)

- Procesos húmedos. El flujo de gas de combustión es alimentado con agua, peróxido de hidrógeno y/o una solución que contiene parte del reactivo (por ejemplo, solución de hidróxido sódico). El producto de reacción es acuoso. Generalmente, los lavadores

húmedos tienen al menos dos etapas efectivas, la primera a pH bajo que elimina principalmente HCl y HF, la segunda con dosificación de cal o hidróxido sódico y pH de 6-8 principalmente para la eliminación de SO_2. Es importante resaltar que dado que una parte de la solución de lavado debe eliminarse del circuito en forma de agua residual, el uso de procesos húmedos genera carga contaminante adicional sobre el tratamiento de efluentes líquidos.

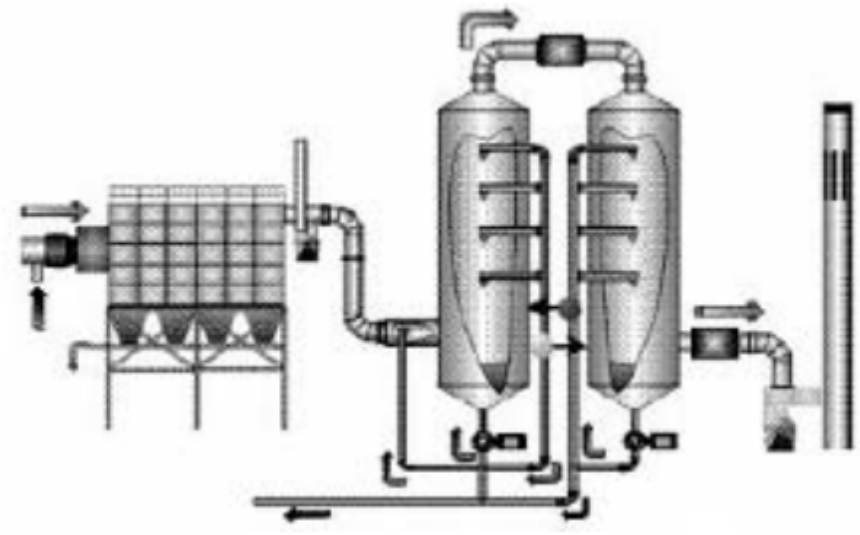


Figura 18.17: Esquema de un lavador húmedo de 2 etapas con eliminación de polvo corriente arriba.

(Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones. Gobierno de España, 2011)

Para cada uno de estos tipos de proceso se comparó tanto su nivel de emisiones alcanzadas verificando el cumplimiento de la normativa 200/76/CE (tabla 18.17), cómo en distintos criterios que permitan una selección óptima (tabla 18.18).

Sistema de eliminación de ácidos	Sistema de eliminación de ácidos	Rangos de emisión alcanzados			Cumple 2000/76/ CE
		Promedio semi-horario (mg/Nm^3)	Promedio diario (mg/Nm^3)	Emisión especifica (g/t entrada residuos)	
Seco con cal	HCl	<60	<10	10-30	Sí
	HF	<4	<10	10-50	
	SO2	<200	<50	10-100	
Seco con bicarbonato sódico	HCl	<20	<5	5-15	Sí
	HF	<1	<1	1-5	
	SO2	<30	<20	5-50	
Semihúmedo	HCl	<50	<10	4-10	Sí
	HF	<2	<1	<2	
	SO2	<50	<20	5-50	
Húmedo	HCl	<10	<5	1-10	Sí
	HF	<1	<0,5	0,05-2	
	SO2	<50	<20	5-50	

Tabla 18.17: Niveles de emisiones asociados a distintos procesos
(Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones. Gobierno de España, 2011)

Sistema de eliminación de ácidos	Consumo energía (kWh/t entrada residuos)	Producción efluente (l/t entrada de residuos)	Consumo reactivos (Kg/t entrada residuos)	Inversión (datos comparativos capacidad 100 kt/año)	Flexibilidad	Costo operativo
Seco	5-10	Mínimo,sin tratamiento.	10-15 (cal o bicarbonato sódico)	3 M Euros	• Puede tratar altas cargas de ácidos • Amplio rango de temperatura operativa (con bicarbonato sódico (140-300 °C)	Mayores costes de elimina ción de residuos, en comp aración con otros sistemas de TGC
Semihúmedo	6-13	Mínimo,sin tratamiento.	12-20 (cal)	3,5 M Euros	• Puede alcanzar bajos niveles de emisiones en la mayoría de condiciones • Los cambios rápidos en la carga de entrada pueden ser problemáticos	Menor coste de personal (frente a los sistemas húme dos) debido a su menor complejidad
Húmedo	19	250-500 (tratamiento requerido).	2-3 (NaOH) o 10 (CaO) o 5-10 (cal/Caliza)	7,75 M Euros (incluye inversión adicional de tratamiento de efluentes)	Muy robusto: mayor capacidad de todos los sistemas para conseguir una reducción de emisiones en concentraciones de entrada fluctuantes	Mayores costes de person al debido a la mayor com plejidad del sistema.

Tabla 18.18: Comparación procesos de reducción de ácidos en gases de combustión
(Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones. Gobierno de España, 2011)

Estos factores, junto con la posibilidad de aplicar en conjunto la reducción de emisiones de otros contaminantes y sus respectivas comparaciones, fueron tomados en cuenta en la sección 18.5.6 al definir el tratamiento integral de gases de combustión. Resultando el sistema de eliminación de ácidos seco con uso de cal como la opción elegida.

18.5.3. Reducción de las emisiones de óxidos de nitrógeno

Dadas las restricciones de la normativa legal que sitúa el limite de emisiones de NO_X en 200 mg/Nm^2, se deben aplicar tanto técnicas de disminución de emisiones mediante el control de operación del horno, como técnicas secundarias de reducción en el sistema de tratamiento de gases. Estas operaciones de reducción se basan en la aplicación de amoniaco o derivados (por ejemplo, urea) como agente reductor tal que los óxidos de nitrógeno sean reducidos a N_2 y vapor de agua. Hay dos procesos importantes para eliminación de nitrógeno de los gases de combustión:

- Reducción No Catalítica Selectiva (RNCS). En este tipo de proceso, el agente reductor es inyectado en el horno y reacciona con los óxidos de nitrógeno. Las reacciones ocurren a temperaturas de entre 850 y 1000 °C, con zonas de mayor y menor velocidad dentro de este rango. Estos intervalos de temperatura requieren de consumo de energía térmica a menos que el proceso se realice en la parte alta del horno previo a las demás etapas de tratamiento. Las reacciones que ocurren en la RNCS son las siguientes:

$$4NO + 4NH_3 + O_2 \longrightarrow 4N_2 + 6H_2O \tag{18.19}$$

$$2NO_2 + 4NH_3 + O_2 \longrightarrow 3N_2 + 6H_2O \tag{18.20}$$

  El aumento de la dosis de reactivo generalmente produce una reducción de las emisiones de NO_X. Sin embargo, puede aumentar la fuga de amoníaco y las emisiones de N_2O (particularmente con urea). La fuga de amoníaco es absorbida si se utilizan lavadores húmedos. También puede eliminarse de la corriente de efluentes mediante un desorbedor de amoníaco.

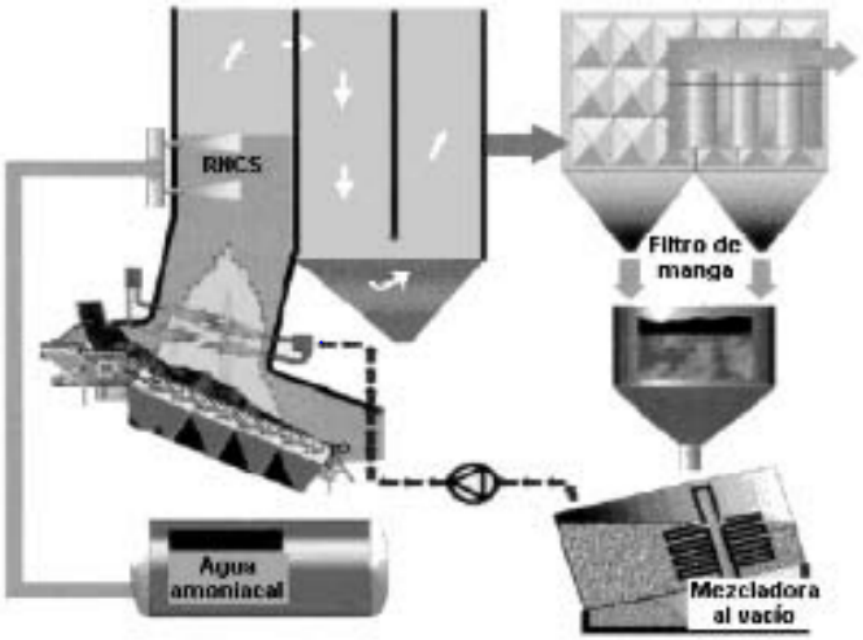


Figura 18.18: Principio de operación sistema RNCS.
(Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones. Gobierno de España, 2011)

- Reducción Catalítica Selectiva (RCS). En el proceso de reducción con uso de catalizador, la mezcla del gas de combustión con el agente reductor se pasa por una malla catalizadora que suele ser generalmente de platino, rodio o TiO_2. Al implementar el uso de un catalizador la temperatura requerida disminuye a 180 a 400 °C, con una consecuente reducción en los requerimientos energéticos. Las reacciones catalizadas mas comunes de la RCS son las siguientes:

$$4NO + 4NH_3 + O_2 \longrightarrow 4N_2 + 6H_2 \tag{18.21}$$
$$2NO_2 + 4NH_3 + O_2 \longrightarrow 3N_2 + 6H_2O \tag{18.22}$$
$$NO_2 + 2NH_3 + NO \longrightarrow 2N_2 + 3H_2O \tag{18.23}$$
$$6NO_2 + 8NH_3 \longrightarrow 7N_2 + 12H_2O \tag{18.24}$$

A diferencia de la metodología sin catalizador, los procesos de RCS suelen situarse luego de la eliminación de partículas y limpieza de ácidos.

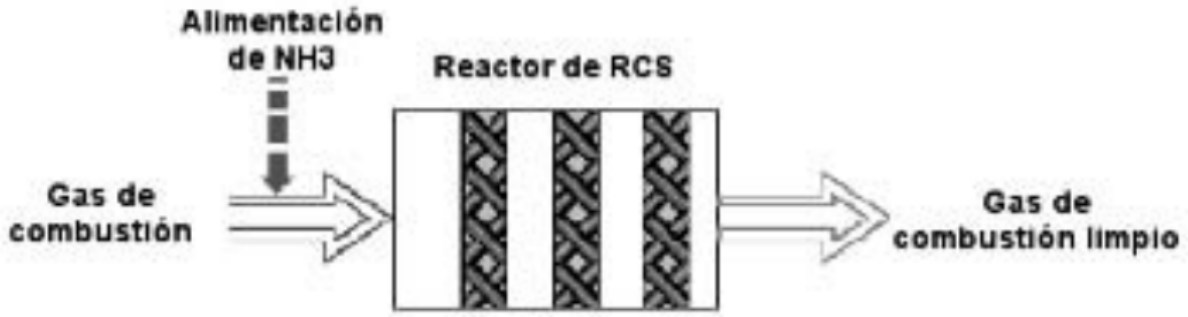


Figura 18.19: Principio de operación sistema RCS.
(Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones. Gobierno de España, 2011)

A continuación se presenta la comparación entre los procesos de RCS y RNCS en la tabla 18.19. Como se puede ver, la RCS es mucho mas efectiva en el uso de reactivos y reducción de contaminantes, sin embargo, ambos procesos llegan a cumplir con la normativa de 200 mg/Nm^2 y el de RNCS cuenta con menores costos tantos operativos como de inversión.

Sistema de eliminación de NOx	Consumo energía (kWh/t entrada residuos)	Rango de eficacia de reducción	Promedio emision diaria (mg/Nm^3)	Consumo reactivos (Kg/t entrada residuos)	Inversión (datos comparativos capacidad 100 kt/año)	Costo operativo
RNCS	45-50 termica	30-75% (Depende de la dosificacion)	70-180	8,5 (solucion al 25%)	5 M Euros	25-40% menores que RCS
RCS	65-100 termica y 10-15 electrica	>80%	15-100	3,2 (Solucion al 25%)	6,5 M Euros	2000 Euros por tonelada de NOx

Tabla 18.19: Comparación de procesos de reducción de NO_X
(Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones. Gobierno de España, 2011)

18.5.4. Reducción de las emisiones de PCDD/F (Dioxinas y Furanos)

Las dibenzo-p-dioxinas policloradas (PCDD) y dibenzofuranos (PCDF) pueden formarse después del horno con compuestos precursores. Se cree que los tres mecanismos siguientes producen la formación de dioxinas/furanos en la incineración de residuos (Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones. Gobierno de España, 2011):

1. Formación de PCDD/F a partir de hidrocarburos clorados que ya se encuentran o se forman en el horno (como clorohidrobenceno o clorobenceno).

2. Síntesis de novo en el rango de temperaturas bajas (se observa típicamente en calderas, PE secos).

3. Destrucción completa de las PCDD/F suministradas con los residuos.

Dada la presencia de polímeros clorados rechazados para reciclaje en los residuos a incinerar del proyecto, la reducción de PCDD/F mediante tratamiento de gases es sumamente necesaria para el cumplimiento de la directiva 2000/76/CE. Hay disponibles procesos de adsorción y catalizadores de oxidación, entre otros, para alcanzar este valor.

- Adsorción sobre reactivos con carbón activado. Se inyecta carbón activado en el flujo de gas, mezclándolo con los gases de combustión. La adsorción de PCDD/F se produce en la corriente de gas y en la capa de reactivo formada cuando se utilizan filtros de barrera (por ejemplo, filtros de manga). Esta técnica absorbe tanto los PCDD/F, dando emisiones por debajo del requerimiento de 0,1 ng/Nm^3 TEQ, como también mercurio por debajo de los requerimientos normativos.

- Uso de plásticos impregnados con carbón en lavador húmedo. Consiste en la utilización de un relleno de columna en el lavador que contenga polipropileno impregnado con carbón para ofrecer un medio de absorción selectiva de PCDD/F. En el momento que el relleno se satura, este es reemplazado y enviado al mismo quemador donde las dioxinas retenidas se destruyen durante la combustión. El coste de sustitución del material se estima en 0,1-0,2 euros por tonelada de residuo incinerado.

Figura 18.20: Relleno de torre de polipropileno impregnado con carbón activado
(Babcock & Wilcox Vølund, 2012)

- Eliminación de dioxinas durante la RCS. Las dioxinas son eliminadas durante la aplicación de RCS como fue explicado en la sección 18.5.3. Con la particularidad de que se necesitan 2-3 capas de catalizador para ofrecer reducción combinada de NO_X y PCDD/F.

- Utilización de filtros de manga catalíticos. Se utilizan filtros de manga impregnados con catalizador, generando un mayor coste de inversión en las mangas por presentar un medio filtrante de aproximadamente 5 veces el precio por m^2. Para que pueda darse eficazmente la reacción catalítica y se consigan concentraciones dentro del rango deseado, los gases se deben encontrar en el rango de temperaturas de 180°C hasta 260°C. Además, a diferencia de otras tecnologías no disminuye las emisiones de Hg.

En todos los casos mencionados, la selección de proceso de reducción de las emisiones de PCDD/F depende principalmente de las etapas seleccionadas previamente e impacta en la necesidad o no de un proceso adicional de reducción de las emisiones de mercurio.

Sistemas de eliminación de PCDD/F	Combina con proceso	Costo adicional	Inversión adicional	Concentraciones de emisiones típicas
Adsorción con carbón activado	RNCS	0,8-1,2 Euros/t	Despreciable	<0,1 ng/Nm3
Plásticos impregnados	Lavador humedo	0,1-0,2 Euros/t	Despreciable	2-3 ng/Nm3
Eliminación durante RCS	RCS	Despreciable	Despreciable	0,002-0,05 ng/Nm3
Filtro de manga catalítico	Eliminación seca	3 Euros/t	10% del filtro de manga	0,02 ng/Nm3

Tabla 18.20: Comparación procesos de reducción de emisiones de PCDD/F
(Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones. Gobierno de España, 2011)

18.5.5. Reducción de las emisiones de mercurio

El mercurio se evapora por completo a una temperatura de 357 °C y se mantiene gaseoso en el gas de combustión después de pasar por el horno y la caldera. Para los casos en los cuales no se reducen las emisiones de Hg complementariamente en una de las etapas anteriores, como en la inyección de carbón activado, existen diversos procesos enfocados en la reducción de emisiones de mercurio.

- Uso de lavadores de condensación para limpieza de gases de combustión. Esta alternativa conociste en la adición de lavadores en el condensador de gases para recuperación energética que reduce la temperatura de los gases por debajo de la temperatura de condensación del Hg metálico. El uso de esta técnica reduce los niveles de emisión de Hg a valores por debajo de $4g/Nm^3$.

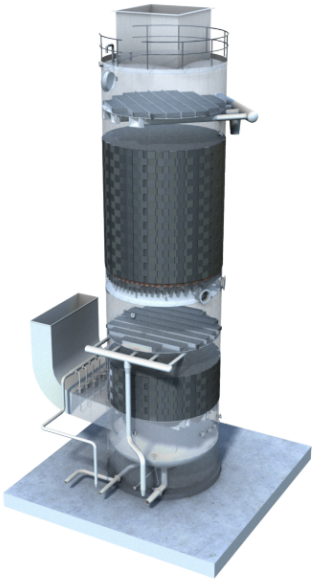


Figura 18.21: Lavador de condensación para waste-to-energy GE
(General Electric, 2017)

- Lavado húmedo a pH bajo y adición de aditivos. Esta técnica consiste en la aplicación de lavadores húmedos en la eliminación de contaminantes ácidos pero manteniendo el pH de operación de una de sus etapas en valores inferiores a pH 1. Esta técnica logra una eficacia en la eliminación del Hg iónico como $HgCl_2$ superior al 95 %. La adición de aditivos como carbón activado o compuestos de azufre a la solución de lavado logran que, en añadidura, se logre la adsorción de mercurio metálico logrando una eficacia global de eliminación de Hg de 85 %.

- Adición de peróxido de hidrógeno a lavadores húmedos. Consiste en hacer reaccionar los gases de combustión con una corriente líquida que contiene peróxido de hidrógeno posterior a un enfriamiento de choque de los gases. El líquido de lavado reacciona con el gas de combustión, y un agua residual ácida es transferida a neutralización y precipitación de mercurio. En el proceso, todo el mercurio elemental se oxida a Hg soluble en agua por lo que se logran niveles de reducción en las emisiones de Hg del 99,5 %.

18.5.6. Selección de proceso integral de tratamiento de gases

Para la selección del proceso de tratamiento de gases de combustión se tomaron en cuenta las comparaciones entre procesos de reducción de contaminantes mencionadas previamente para la confección de matrices de selección (Tablas 18.21, 18.22, 18.23 y 18.24). Ante la codependencia y sinergia de procesos de reducción de un contaminante con otros, como es el caso de los sistemas de eliminación de PCCD/F cuya aplicación es adicional a otros procesos como RNCS, RCS o la utilización de lavadores húmedos, se prosiguió mediante la

ponderación de estos procesos sin establecer una selección y se utilizó su puntaje ponderado como parte de los valores a tomar en cuenta en ponderaciones siguientes. La tabla 18.24 de selección de proceso de reducción de ácidos es la que pone en conjunto las ponderaciones de los procesos dependientes y donde se efectúa la selección final, dado que es el proceso mas critico tanto en términos de costos como de codependencias. La única excepción a este procedimiento fue con la eliminación de mercurio debido a que, de no quedar seleccionada la inyección de carbón activado o uso de lavadores húmedos, la única opción independiente es la implementación de lavadores de condensación.

Para la asignación de valores la metodología utilizada consistió en asignar a la mejor opción en ese área el valor de 3 y respecto a cómo se desempeñan comparativamente las otras opciones frente a esta se asignaron los valores 3 (similar), 2 (inferior) o 1 (muy inferior). Además, para la mejor comprensión de los resultados obtenidos, los resultados de la suma ponderada fueron transformados de base 3 a base 10.

El proceso óptimo de tratamiento de gases de combustión para el proyecto resulta ser la instalación de una reducción no catalítica selectiva (RNCS), con NH_3 para la reducción de NO_X combinada de procesos secos de neutralización de ácidos y reducción de dioxinas y furanos mediante la inyección de cal y carbón activado acompañado de filtros de manga.

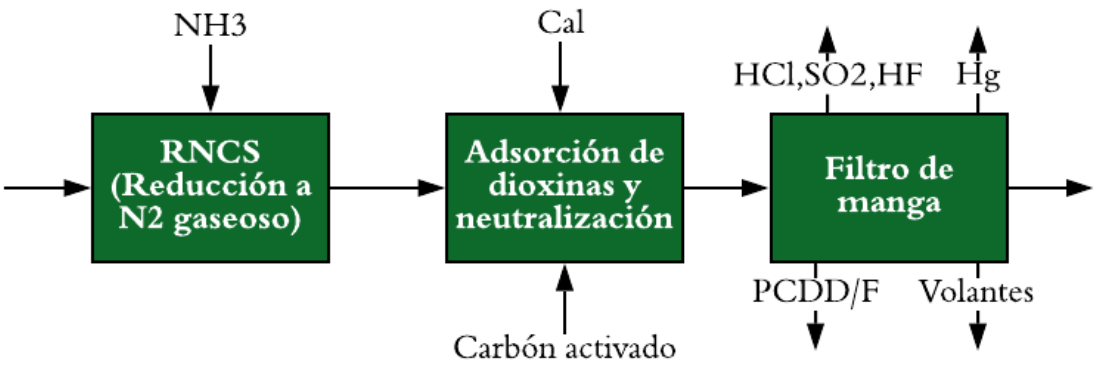


Figura 18.22: Proceso seleccionado de tratamiento de gases de combustión.

Sistemas de eliminación de PCDD/F	Cumplimiento 2000/76/CE	Costo adicional	Inversión adicional	Total ponderado (base 10)
Adsorción con carbón activado	X	2	3	7,7
Plásticos impregnados				
Eliminación durante RCS	X	3	3	10
Filtro de manga catalítico	X	1	2	4,3
Factor ponderado		0,7	0,3	

Tabla 18.21: Matriz de selección de procesos de reducción de emisiones de PCDD/F

Sistema de eliminación de NOx	Cumplimiento 2000/76/CE	Consumo energía (kWh/t entrada residuos)	Rango de eficacia de reducción	Inversión (datos comparativos capacidad 100 kt/año)	Costo operativo	Puntaje mejor método aplicable de separación de PCDD/F (Base 3)	Total ponderado (base 10)
RNCS	x	3	2	3	3	2,3	9,2
RCS	x	2	3	2	2	3	7,7
Factor ponderado		0,25	0,1	0,2	0,25	0,2	

Tabla 18.22: Matriz de selección de procesos de reducción de NO_X

Sistemas de eliminación de partículas	Eficacia de filtrado	Consumo	Inversión	Total ponderado (Base 10)
Ciclón y multiciclón	1	1	3	5,7
PE-seco:	3	2	2	7,3
PE-húmedo:	3	2	1	6,2
Filtro de manga	2	2	3	7,8
Factor ponderado	0,2	0,45	0,35	

Tabla 18.23: Matriz de selección de procesos de separación de partículas

Sistema de eliminación de ácidos	Consumo energía	Inversión	Flexibilidad	Costo operativo	Puntaje mejor método aplicable de separación de sólidos (base 3)	Puntaje mejor método aplicable de separación de PCDD/F (base 3)	Total ponderado (base 10)
Seco	3	3	2	2	2,4	2,3	8,7
Semihúmedo	2	2	2	3	2,4	3	7,7
Húmedo	1	1	3	2	1,9	3	5,6
Factor ponderado	0,2	0,3	0,05	0,1	0,2	0,15	

Tabla 18.24: Matriz de selección de procesos de reducción de ácidos

18.5.7. Aproximación balance de masa de TGC

Teniendo seleccionado el proceso de tratamiento de gases de combustión, se procede a determinar los balances de masa necesarios para obtener los requerimientos de insumos acordes al cumplimiento de las restricciones de emisión. Se realizo un modelo tomando como referencia las emisiones detalladas en la sección de proceso de combustión (sección 18.3) para un estándar de entrada de 1 kg de residuos. En esta sección figuran los resultados para el año 2019, el detalle de los resultados del modelo año a año junto con los totales requeridos para la masa de residuos resultante del balance de masa y energía para cumplir con la demanda objetivo con sus composiciones, y por lo tanto emisiones, variables en el tiempo podrán encontrarse en el anexo de balance de masa.

Para las equivalencias requeridas de insumos en masa de reactivo / masa de contaminante, se tomaron en cuenta:

- **Peso molecular de los insumos** en g/mol de reactivo puro sin tomar en cuenta concentraciones en soluciones. Siendo $74g/mol$ para $Ca(OH)_2$ y $17g/mol$ para NH_3 (QC, 2019).
- **Peso molecular de los contaminantes** en g/mol de contaminante puro promedio entre los grupos de contaminantes como en el caso de gases ácidos (resultante $39,7g/mol$) y NO_X , con sus alternativas NO y NO_2, (resultante $38g/mol$). (QC, 2019)
- **Estequeometría reacción** Basado en la reacciones detalladas en la secciones de procesos de reducción de emisiones. Resultando en 1 para tratamiento de gases ácidos con $Ca(OH)_2$ (Analysis, 2019) y 2 para RNCS con NH3 (Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones. Gobierno de España, 2011)

- **Factor ineficiencias/solución** Factor correctivo para ajustar la reacción real no estequeométrica que depende de la concentración de reactivo en caso de ser una mezcla o solución y distintos factores que afectan la eficiencia de reacción. Siendo 1,36 en inyección seca de $Ca(OH)_2$ que afecta para tomar en cuenta el desperdicio de reactivo por condiciones de operación (Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones. Gobierno de España, 2011) y 4,44 en RNCS tomando en cuenta la concentración del % m/m en la solución de NH_3 junto con el 90 % de efectividad de reacción.

A los resultados obtenidos detallados en la tabla 18.25, se les añadió el requerimiento de 0,28 (m/m) de carbón activado para adsorción de PCDD/F (Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones. Gobierno de España, 2011).

Requerimiento Insumos					
Insumo	**Peso insumo [g/mol]**	**Peso contaminante [g/mol]**	**Estequimetria reaccion**	**Factor ineficiencias/solucion**	**Requermiento m/m**
Ca(OH)_2	74	39,67	1	1,36	2,54
NH3	17	38	2	4,44	3,98

Tabla 18.25: Calculo de requerimiento de insumos por kg de contaminante.

Dentro del modelo, estos requerimientos multiplican en el caso de los gases ácidos y dioxinas al total de los kg de contaminante a la entrada del TGC, siendo la cantidad de contaminante a la salida la resultante del valor a la entrada multiplicado por la efectividad de reducción de contaminante del proceso. En el caso del NO_X se estableció el valor objetivo de 0,004kg para cumplimiento del régimen normativo de la directiva 2000/76/CE (“Directiva 2000/76/CE”, 2000) y se aplico la formula

$$NH_3^{Requerido} = \frac{(Gases_{Entrada} - Gases_{salida}) Requerimiento_{m/m}}{Efectividad} \tag{18.25}$$

Los resultados de la tabla 18.26 expresados para un estándar de emisiones de 1 kg de basura con las composiciones actuales, al multiplicarlas por 1000 para llevar a estándar 1 ton, entran en el rango estimado de requerimiento de reactivos de estándares internacionales de 8,2 kg de NH_3 y 10-15 kg de Cal por tonelada de residuos en la entrada del incinerador. incinerador.(Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones. Gobierno de España, 2011)

Entrada de TGC (kg aproximado de basura en incinerador) [kg]									
Volumen Nm^3 de aire	Masa de cenizas volantes	NOx	Gases acidos	Dioxinas	CO2	N2	O2	H2O	Hg
6,9	0,04	0,0058	0,005	0,0037	0,8	4,47	0,565	0,777	0,007
Productos del tratamiento		Requerimiento Insumos (Kg)			Cantidad a la salida de gases (target de emision)				
H2O	N2	Requerimiento (Kg insumo/Kg contaminante)			CO2	N2	O2	H2O	Hg
0,0087	0,0058	3,98	2,54	0,28	0,8	4,4758	0,565	0,792	0,00035
		NH3 (Solucion al 25%)	Cal	Carbon Activado	NOx	Gases acidos	Dioxinas		
		0,00895	0,0127	0,00104	0,004	0,00025	0,000037		

Tabla 18.26: Modelo de balance de masa TGC para emisiones de 1 kg de residuos en 2019.

Finalmente, se verificaron los niveles de emisión y su cumplimiento de la normativa 2000/76/CE llevando los valores de masa $[kg]$ a concentración $[mg/Nm^3]$ tomando en cuenta el volumen de gases normalizados del sistema TGC con la fórmula que sigue.

$$C_{contaminante} = \frac{10^6 m_{contaminante}}{V_{normalaire}} \tag{18.26}$$

Como se puede observar en la tabla 18.27, las emisiones logradas con los procesos seleccionados y la cantidad de reactivos calculados por el modelo se encuentran por debajo de los requerimientos.(“Directiva 2000/76/CE”, 2000)

Verificacion cumplimiento 2000/76/CE			
Contaminante	Emision [mg/Nm3]	limite [mg/Nm3]	Cumple
NOx	580	600	X
Gases acidos	36	60	X
Dioxinas	5	10	X

Tabla 18.27: Verificación de emisiones estimadas según modelo de balance de masa.

18.6. Tratamiento de residuos sólidos de planta

En la planta de incineración de residuos sólidos urbanos se producen dos grupos principales de residuos sólidos distinguibles: aquellos derivados del proceso de incineración y aquellos provenientes del sistema de tratamiento de gases de combustión (TGC). Los residuos provenientes del TGC pueden ser ceniza volante fina, originalmente producida durante la incineración, junto con sales y aditivos sin reaccionar del tratamiento de gases como la cal de la neutralización seca de ácidos contaminantes y el carbón activado utilizado. Las opciones para los residuos provenientes del sistema TGC dependen del adsorbente utilizado (carbón

activado, coque, cal, bicarbonato sódico, zeolita). A veces se permite la incineración del residuo de carbón activado de reactores de lecho fijo en la propia planta de incineración de residuos, si se dan ciertas condiciones de proceso. El residuo de los sistemas de lecho arrastrado puede también ser incinerado, si el adsorbente aplicado es sólo carbón activado o coque de horno. Si se utiliza una mezcla de otros reactivos y carbón activado, el residuo es enviado generalmente para tratamiento externo o desecho, ya que puede haber riesgo de corrosión. (Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones. Gobierno de España, 2011).

Para el presente caso de aplicación, con utilización de inyección de carbón activado con inyección de sorbente seco (Cal hidratada) para la eliminación de ácidos en el sistema TGC, los residuos sólidos del tratamiento deben llevar tratamiento externo en planta de residuos peligrosos o desecho dependiendo de su categorización.

Por otro lado, dado a su alto contenido en metales pesados y otros contaminantes, las cenizas volantes capturadas por los filtros de manga del sistema de TGC , se encuentran catalogadas como residuos peligrosos como menciona la ley N° 2.214 de la Ciudad de Buenos Aires en su artículo n° 33 bis (“Ley N° 5966”, 2018).

De acuerdo con la leyN ° 24051 de residuos peligrosos, “La naturaleza y cantidad de los residuos generados, su origen, transferencia del generador al transportista, y éste a la planta de tratamiento o disposición final, así como los procesos de tratamiento contaminación a los que fueran sometidos, y cualquier otra operación que respecto de los mismos se realizare, quedará documentada en un instrumento que llevará la determinación de “manifiesto”.” (“LEY 24.051”, 1991). Tanto los manifiestos como el alta en el registro de operadores y generadores de residuos peligrosos se debe hacer en el Sistema de Manifiesto Electrónico de la Dirección de Residuos Peligrosos (SIMEL), de la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación. (Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, 2019)

Las categorías y cantidades generadas de residuos peligrosos a ser declaradas y gestionadas, basados en el balance de masa para 1 kg de residuo incinerado de la sección de aproximación del balance de masa del TGC (Sección 18.5.7) escaladas a la cantidad aproximada de 1000 toneladas diarias, pueden observarse en la tabla 18.28.

Tipo de residuos	Categoría (Y)	Peligrosidad (H)	Cantidad diaria (t)	Cantidad anual (t)
Cenizas volantes	Y31	H13	40	14600
Residuos de TGC	Y18	H8	13,74	5016

Tabla 18.28: Residuos sólidos para incineración aproximada de 1000 toneladas de RSU diarios

.

Para el desecho de estos residuos es necesario tercerizar mediante operadores y transportistas registrados en el registro de operadores y generadores de residuos peligrosos y determinar los costos asociados de eliminación de residuos sólidos, frecuencia de retiro y consecuente cantidad máxima a acumularse en depósito de residuos peligrosos en planta. El acopio de estos debe estar conforme a la normativa expresada en el anexo 1 de la resolución 177/17, Almacenamiento de Residuos Peligrosos, la cual expresa que los depósitos deben ser acordes a la generación y frecuencia de recolección, estar debidamente señalizados dada su categoría (Y) y peligrosidad (H), contar con recipientes accesibles distanciados 1 m entre si y adecuados al contenido existente. (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable, 2017). Tanto el layout del depósito de RP, como la tercerización del servicio de tratamiento y deposición se analizarán en las secciones siguientes.

Por otro lado, para los residuos sólidos convencionales, como las cenizas de fondo del incinerador (también llamadas escorias), su destino más habitual es la disposición en relleno sanitario (World Bank, 1999). Completando la reducción de un 90 % en volumen (17 % en masa) de residuo destinado a relleno respecto de los residuos a la entrada del proceso de valorización. (Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones. Gobierno de España, 2011)

18.7. Tratamiento de efluentes

Existen diversos orígenes potenciales para los efluentes en las plantas de incineración de RSU. (Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones. Gobierno de España, 2011)

- **Agua proveniente del proceso de TGC**. Existente en los sistemas de tratamiento de gases de combustión húmedos como fue mencionado en la sección de reducción de ácidos en sistemas TGC. Para el proceso de inyección de sorbente seco seleccionado para este proyecto no se producen efluentes continuos de proceso relevantes.
- **Agua proveniente del ciclo agua/vapor**. Proveniente en algunos casos de la preparación del agua de alimentación de calderas, desagüe de calderas y descarga de agua de refrigeración. Como se mencionará más adelante en la sección de ciclo térmico, estos efluentes no requieren de paso por planta de tratamiento.
- **Agua residual sanitaria**. Tiene su origen en lavabos, cocinas y limpieza. Normalmente se descarga al sistema de cloacas, para su tratamiento en una planta municipal de tratamiento de aguas residuales. Puede usarse una fosa séptica si no hay otra posibilidad.
- **Agua de lluvia limpia**. Originada en la caída de lluvia sobre superficies no contaminadas, como techos, caminos de servicio y estacionamiento. Normalmente, esta

agua es descargada por un sistema de recogida de agua «limpia» y se descarga directamente al agua superficial local o a través de sumideros.

- **Agua de lluvia contaminada**. Tiene su origen en lluvia que cae sobre superficies contaminadas. Normalmente es separada del agua limpia y puede tratarse antes de su uso o vertido o evitarse al no realizar descarga de residuos al descubierto.

En conclusión, dadas las características del proceso de TGC seleccionado y la tercerización del tratamiento de residuos peligrosos, no existe necesidad de instalación de un proceso de tratamiento de efluentes.

18.8. Ciclo Térmico

El aprovechamiento de la energía térmica liberada por la combustión en el incinerador es realizado a través de un ciclo térmico. Éste es el encargado de transformar la energía térmica en energía mecánica en la turbina. Para la generación de trabajo mecánico a partir de fuentes térmicas, el ciclo ideal empleado por excelencia para su modelización es el Ciclo de Rankine.

18.8.1. Ciclo Rankine ideal

El ciclo Rankine ideal no cuenta con ninguna irreversibilidad interna y se puede representar por cuatro procesos:

- Compresión isentrópica en una bomba.
- Adición de calor a presión constante en una caldera.
- Expansión isentrópica en una turbina.
- Rechazo de calor a presión constante en un condensador.

Estos procesos son representados en la figura que sigue. (Cengel & Boles, 2012)

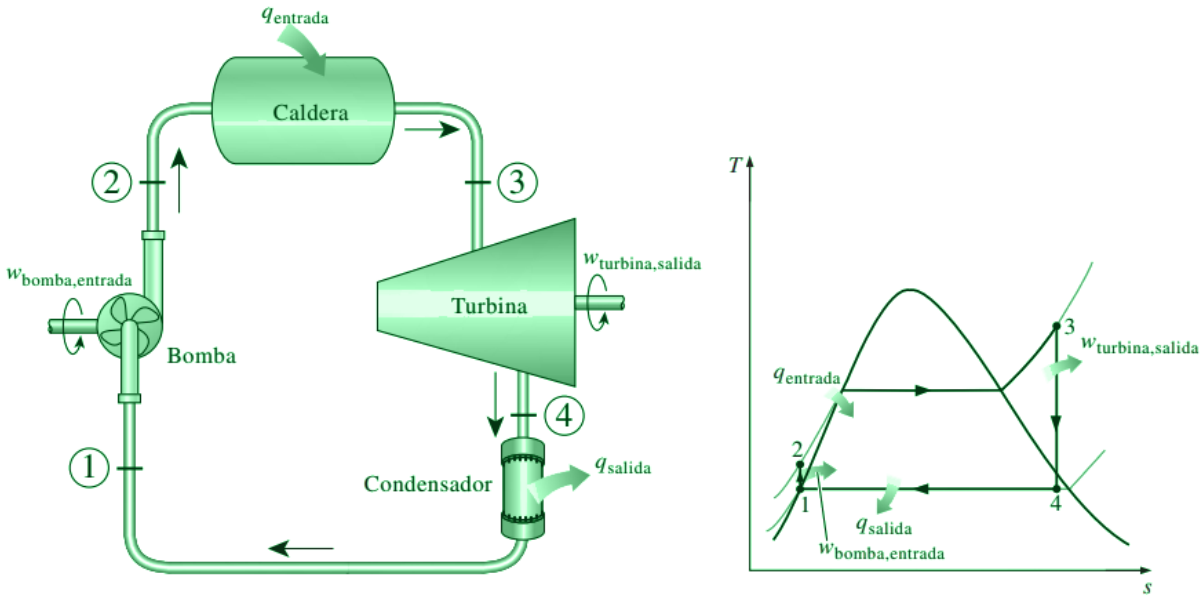


Figura 18.23: Ciclo Rankine ideal. Esquema de conexión y diagrama T,s.
(Cengel & Boles, 2012)

18.8.2. Ciclo Rankine real

El ciclo antes expuesto no considera ningún tipo de irreversibilidad relacionada con la pérdida de calor y la fricción del fluido con las paredes de los ductos. Estas ineficiencias son consideradas en el denominado çiclo real". Las pérdidas consideradas por el Ciclo Rankine real serán las que se tomarán en cuenta para el diseño del sistema. A modo de resumen, estas ineficiencias son:

- La fricción del fluido con las paredes de la caldera, condensador y tuberías genera una caída de presión a la salida de la caldera.
- La fricción del fluido y pérdida de calor con el exterior en los tubos conectores genera una caída de presión a su salida. Por este motivo, la presión a la entrada de la turbina es algo menor que a la salida de la caldera.
- Debido a la irreversibilidad del trabajo mecánico en la turbina, su salida de trabajo es menor.
- Debido a la irreversibilidad de trabajo mecánico en la bomba, su requerimiento de trabajo es mayor. A su vez, este debe elevarse para obtener una salida de presión mayor que compense las pérdidas ya mencionadas anteriormente.

Las diferencias con el ciclo ideal antes mencionadas pueden esquematizarse en la figura que sigue. (Cengel & Boles, 2012)

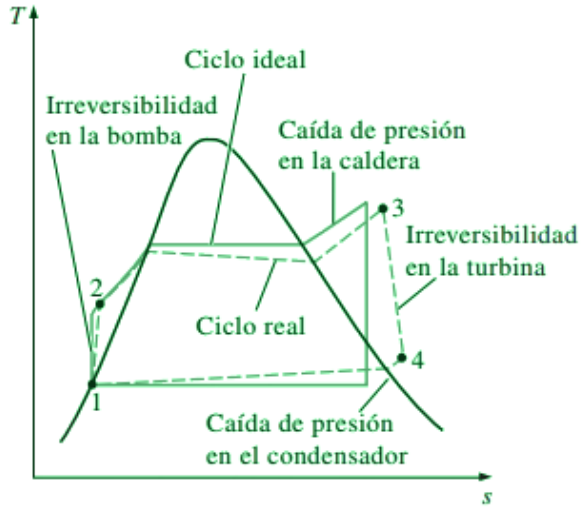


Figura 18.24: Diagrama T,s de ciclo Rankine real.
(Cengel & Boles, 2012)

18.8.3. Mejora de la eficiencia de ciclos Rankine

El ciclo antes descrito alcanza unos rendimientos de entre a 35 % en promedio. Para mejorar estos ratios, existen diversas medidas implementadas en el diseño de sistema. Las mejoras apuntan a priorizar toda consideración que incremente el área encerrada por el ciclo (Cengel & Boles, 2012). En este sentido, los puntos más considerados son:

- Reducción de la presión del condensador. Como ventaja, se incrementa la eficiencia debido a un mayor trabajo entregado por la turbina con el salto entálpico más grande; si bien el trabajo requerido por la bomba es también más grande, este incremento es menor. Las principales desventajas son las filtraciones de aire y humedad a la salida de la turbina. Como consideración importante, se debe tener en cuenta que, si bien operar con una presión inferior a la atmosférica es positivo, el límite es la presión de saturación a la temperatura a la que se desea trabajar.

- Sobrecalentar el vapor que entra a a turbina. Como ventaja principal, se incrementa la eficiencia del proceso, debido a un mayor trabajo entregado por la turbina, el cual compensa el mayor requerimiento de calor en la caldera. A su vez, se mejora el título del vapor a la salida de la turbina, lo que reduce posibles fallas o roturas mecánicas. La principal restricción es la limitación metalúrgica de los equipos.

- Incrementar la presión en la caldera. La principal ventaja es el aumento de la eficiencia debido a una mayor temperatura promedio en que se entrega calor al fluido de trabajo.

- Recalentamiento de vapor luego de salir de la caldera (segunda entrega de calor al fluido). Una mayor presión a la entrada de la turbina mejora su salto entálpico y el título de salida. La principal desventaja es el calor adicional que debe entregarse al fluido.

Empleando estas técnicas, el rendimiento del ciclo puede ubicarse entre el 35 y 40 % en promedio. A lo largo del desarrollo del presente trabajo, se describirá el uso de cada una de estas técnicas cuando resulta pertinente para el tipo de ciclo térmico empleado.

18.8.4. Ciclos Rankine empleados en WTE

Dos tipos de ciclo térmico son los más extendidamente empleados en plantas de Waste-To-Energy. Por un lado, esta el empleo de un ciclo de vapor tipo Rankine con o sin regeneración; por el otro, el uso de un ciclo Rankine Orgánico (ORC, por sus siglas en inglés).(Ravat, 2015) A continuación, se describen las características más importantes de cada uno de ellos.

Ciclo Rankine con regeneración

Uno de los métodos utilizados para mejorar la rendimiento de un ciclo Rankine es mediante el uso de un regenerador. El ciclo Rankine con regeneración cuenta con dos turbinas operativas en serie, una de alta presión y una de baja presión. A la salida de la turbina de alta presión se coloca una purga cuyo objetivo es el de dividir el fluido en dos corrientes, una se dirige hacia un intercambiador de calor o regenerador y la otra corriente ingresa a la turbina de baja presión. Este tipo de esquema se logra utilizando una turbina de contrapresión con extracción intermedia la cual será explicada en capítulos posteriores. Los regeneradores pueden ser de dos tipos: abiertos, también conocidos como calentadores abiertos de agua de alimentación (CAA abiertos), y cerrados, conocidos como calentadores cerrados de agua de alimentación (CAA cerrados). Los esquemas de procesos para cada uno de estos sistemas junto con su diagrama T-S de ciclo se muestran a continuación.

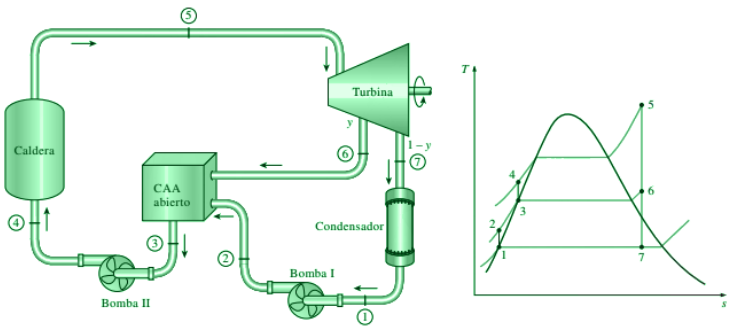


Figura 18.25: Ciclo Rankine con regeneración con calentador abierto.
(Cengel & Boles, 2012)

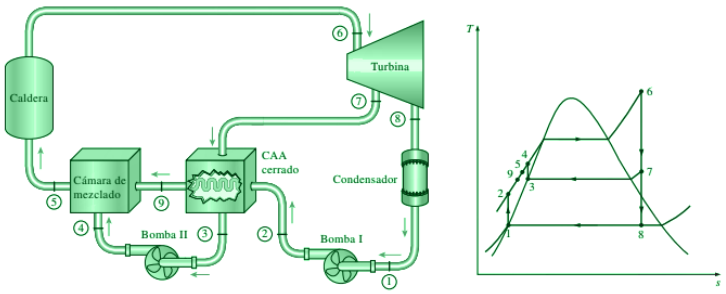


Figura 18.26: Ciclo Rankine con regeneración con calentador cerrado y cámara de mezclado. (Cengel & Boles, 2012)

Se aprecia de las figuras presentadas que la diferencia entre ambos tipos de regeneradores radica en el que en el tipo abierto, el fluido intermedio que se extrae de la turbina es mezclado directamente con el de la salida del condensador elevando la temperatura antes de ingresar al evaporador mientras que en el regenerador cerrador, se realiza un intercambio de calor entre la salida del condensador y la salida intermedia de la turbina sin mezclar los fluidos. En este segundo caso, los fluidos se mezclan cuando ya poseen temperaturas similares. Ambos tipos de regeneradores requieren de dos bombas en el ciclo ya que se requiere elevar la presión del fluido antes y después de la mezcla.

Los esquemas con regeneración son de mucha utilidad cuando el ciclo térmico utilizado obtiene como productos energía eléctrica junto con vapor para su utilización en un proceso industrial o junto con calor para calefacción de hogares.

Dado que el proyecto analizado persigue exclusivamente la generación eléctrica a partir de la incineración de RSUs, una metodología con regeneración puede no resultar la mas adecuada. En secciones posteriores se analizaran los equipos que deberán ser utilizados para cumplimentar con el objetivo del proyecto.

Ciclo Rankine Orgánico (ORC)

Normalmente el fluido de trabajo utilizado en un ciclo Rankine es agua, pero a medida que surgen necesidades de aplicación a baja temperatura, se hace necesario plantear la utilización de nuevos fluidos de trabajo capaces de sacar provecho a estas bajas temperaturas para la producción eficiente de energía mecánica. El ciclo orgánico Rankine (ORC) tiene los mismos elementos y el mismo funcionamiento que un ciclo Rankine convencional, pero con la diferencia del fluido de trabajo empleado, teniendo en cuenta a la hora de seleccionarlo que, además de ciertas características técnicas, deberá tener un bajo impacto ambiental. Emplear fluidos orgánicos en los ciclos Rankine otorga ciertos beneficios comparándolo con el uso de agua.

- Temperatura y presión crítica reducidas: lo que hace que sea capaz de recuperar calor a una temperatura más baja de la que lo haría un ciclo convencional, además hace que a la entrada del condensador no se requieran temperaturas tan altas, ya que será más difícil que se produzca condensación.

- Presión de condensación a temperatura ambiente superior a la atmosférica: así se evita la entrada de aire al circuito y por tanto no es preciso utilizar los desaireadores o sistemas de extracción de incondensables del condensador, simplificando de este modo el sistema.

- Presión de evaporación más baja que en los ciclos Rankine de vapor de agua: con eso se consigue disminuir la complejidad y por tanto el coste de la instalación.

- Pendiente nula o positiva de la línea de vapor saturado en el diagrama T-s: Algunos fluidos orgánicos muestran nula o positiva línea de vapor saturado con lo que la entrada a la turbina puede realizarse en vapor saturado sin riesgo de tener humedad a la salida de la misma, por lo que la ausencia de condensación reduce el riesgo de desgaste de los álabes de la turbina, aumentando su vida útil. Por tanto, el recalentamiento no sería necesario, o en caso de serlo, sería mucho menor que el requerido al emplear agua como fluido de trabajo. (Marta A., 2017)

Este tipo de ciclos cuenta con un sistema de funcionamiento similar al Rankine de vapor. Por un lado, se tiene al proceso de recuperación de energía, compuesto principalmente por el incinerador y caldera. De emplearse el ORC sobre un sistema que por otro motivo más allá de la generación de electricidad producía vapor, entonces este sistema se acopla a la generación de vapor a través de un intercambiador de calor; convirtiéndose entonces en un ciclo binario entre un sistema de vapor de agua y uno de fluido orgánico (ver ejemplo en 18.27). En vez de vapor de agua, también hay sistemas que trabajan con aceites térmicos empleados en el ciclo primario para otra función.

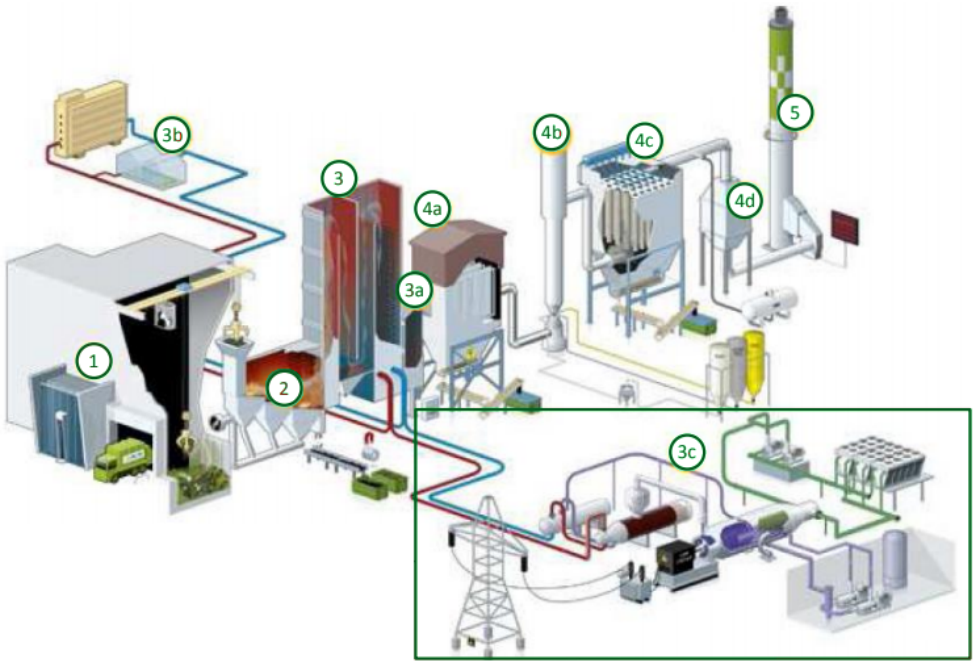


Figura 18.27: ORC binario, instalado sobre una planta de generación de vapor preexistente. 1. Bunker. 2. Incinerador. 3. Recuperación de calor por generación de vapor. 3a. Economizador. 3b. Red de calefacción urbana. 3c. Módulo ORC. 4a. ESP. 4b. Reactor químico. 4c. Filtro de bolsa. 4d. Denox. 5. Chimenea.

(Vescovo, 2017)

En caso de que el calor recuperado se emplee totalmente para la generación de energía eléctrica, entonces se trabaja solamente con un sistema ORC, es decir, con un sólo ciclo de fluido orgánico. Este será el caso para nuestro diseño, el cual puede esquematizarse en la figura 18.28.

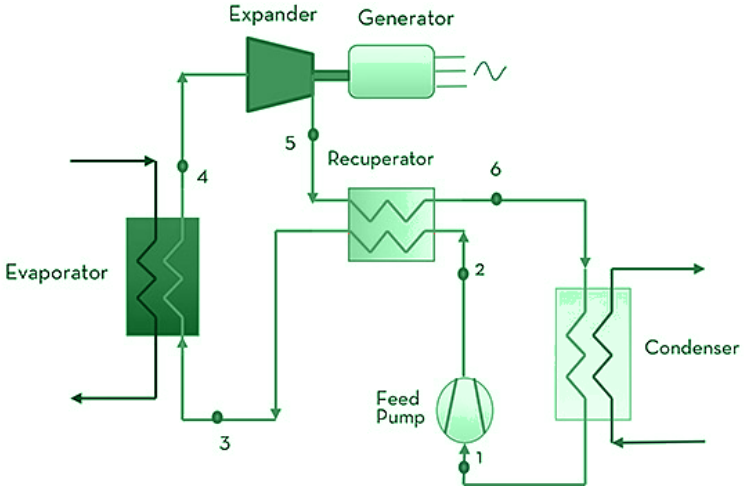


Figura 18.28: Ciclo Rankine Orgánico (ORC) con recuperación típicamente usado en aplicaciones de waste-to-energy.

(AB, 2017)

El fluido a emplear condiciona y determina fuertemente la respuesta y operación del equipo ORC. Los distintos fluidos orgánicos presentan marcadas diferencias, entre otras, en diversas temperaturas de ebullición, de auto-ignición, presión y temperatura crítica, densidades, viscosidades y forma de curva característica. Algunos fluidos normalmente utilizados son, por ejemplo, el amoníaco (NH3), benceno, tolueno, metanol, los refrigerantes R152A y R245fa. Una de las principales características de diseño condicionadas por el fluido de trabajo es el requerimiento o no de un recuperador de calor a la salida de la turbina. Esta condición depende fuertemente de la forma, simétrica o asimétrica, de la curva T, s característica de la sustancia.

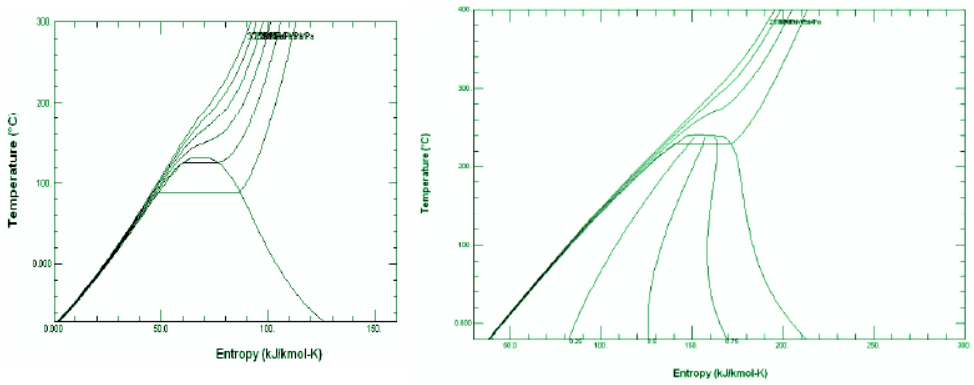


Figura 18.29: Curvas T,s características para amoníaco (izquierda) y etanol (derecha). (de Jesús Benítez Fundora, 2010)

Para curvas simétricas, como la señalada para amoníaco, el recuperador sirve simplemente para usufructuar el contenido de calor que después es perdido en el condensador; por lo que su uso suele desaconsejarse, debido a que la energía ganada es tan pequeña que suele competir con la nueva pérdida de presión asociada a la fricción por los nuevos ductos. Para curvas asimétricas, el vapor de salida de la turbina continúa en estado sobrecalentado, por lo que suele recomendarse el empleo de un recuperador para aprovechar este calor hasta que el fluido llegue al estado de ingreso a la campana T,s. De esta forma, el circuito a la izquierda de la siguiente figura suele usarse para fluidos simétrico relativamente isentrópicos y el de la derecha para fluidos hiperasimétricos donde es necesario aprovechar el sobrecalentamiento del gas que se genera a la salida de la expansión de la sustancia de trabajo en la turbina. (de Jesús Benítez Fundora, 2010)

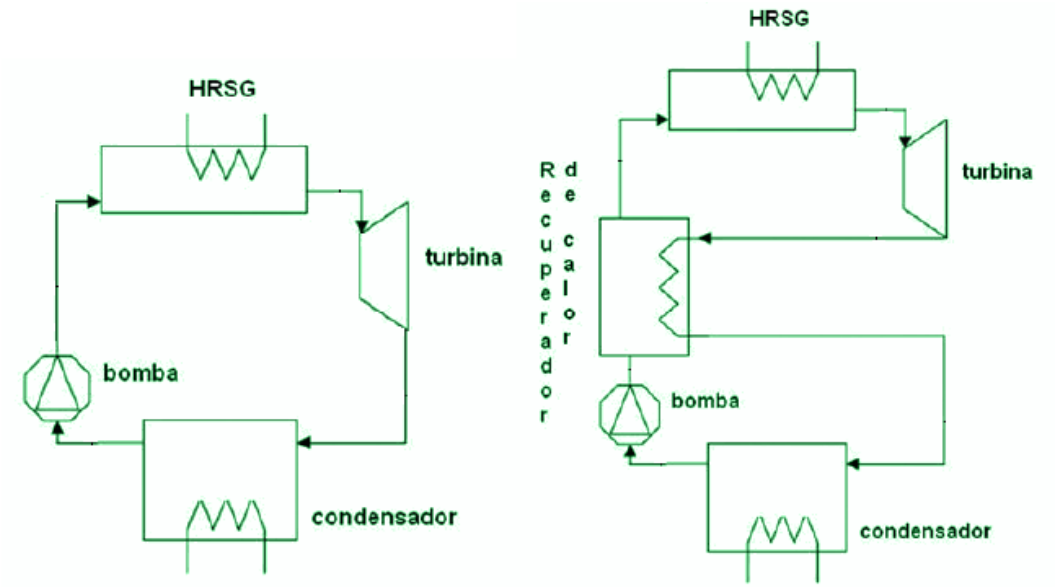


Figura 18.30: Circuitos ORC sin recuperador (izquierda) y con recuperador (derecha). (de Jesús Benítez Fundora, 2010)

La bibliografía señala que, para aplicaciones de biomasa y waste-to-energy, las mayores temperaturas de operación están correlacionadas con mejores rendimientos en la generación eléctrica final; principalmente debido a que el calentamiento del fluido se realiza a una temperatura más alta por lo que se entrega más energía. Por lo general, se considera LT en operación de ORCs a <200 °c, MT a las temperaturas entre 200 y 0 °C, HT a las temperaturas entre 0 y 500 °C y VHT a las que son >500 °C.

	Temperatura de fuente caliente	
	HT / VHT	MT
Sólo generación eléctrica	25 - 28 %	20 - 22 %
LT CHP	20 - 22 %	15 - 18 %
MT CHP	15 - 18 %	12 - 15 %

Tabla 18.29: Rendimientos para ciclos ORC con diversas temperaturas máximas de operación. (Vescovo, 2017)

En este sentido, para temperaturas altas (HT) los fluidos de trabajo suelen ser octametiltrisiloxano (MDM), hexametildisiloxano (MM) o ciclopentano. Para temperaturas muy altas (VHT) el mejor fluido de trabajo ensaya es la mezcla entre difenil y óxido de difenil.

	Temperatura de operación máxima (°C)	Rango de temperaturas de evaporación (°C)	Rango de temperaturas de condensación (°C)
Octametiltrisiloxano (MDM)	290	250 - 280	80 - 150
Hexametildisiloxano (MM)	290	180 - 250	30 - 60
Ciclopentano	300	200 - 230	> 0
Difenil - Óxido de difenil	400	290 - 350	160 - 250

Tabla 18.30: Temperaturas características de los principales fluidos empleados en ORCs a HT y VHT

(Vescovo, 2017)

La bibliografía señala que, para aplicaciones de WTE de media y alta potencia con fuentes de calor a alta temperatura (nuestro caso de diseño), el fluido de trabajo normalmente empleado es el ciclopentano. Para este tipo de caso, al tratarse de un fluido con diagrama T,s asimétrico, suele recomendarse el uso de regeneradores a la salida de la turbina.(Vescovo, 2017) Según recomendaciones de operación y características de los flujos, la presión máxima de operación en un ciclo ORC se encuentra en los 1,5 bares, con una temperatura máxima de entre 100 y 320 °C dependiendo del fluido de trabajo. (Bertacchini, 2015). La presión de baja en la mayoría de los ORC suele diseñarse levemente por sobre la presión atmosférica, para evitar entrada de aire que pueda alterar las propiedades del fluido orgánico (Orlandini, 2017).

18.9. Dimensionamiento de ciclo Rankine de vapor de agua

A lo largo de esta sección, se realiza el dimensionamiento de todos los equipos unitarios empleados en el ciclo Rankine de vapor de agua.

18.9.1. Turbina

Para seleccionar la turbina a utilizar, se debe indagar sobre los tipos de turbinas existentes y sus casos de uso. A los fines de este proyecto se analizaran 4 tipos de turbinas:

1. Turbinas condensantes. Las turbinas de tipo condensante son aquellas que son utilizadas cuando el objetivo del ciclo térmico es exclusivamente a producción de energía eléctrica. Al expandir el fluido de trabajo hasta su condensación, el calor remanente a la salida de la turbina no resulta atractivo para su recuperación mediante un intercambiador de calor. Utilizando este tipo de turbinas los medios habituales de refrigeración son agua, agua salada o aire.(Rand et al., 2000)

2. Turbinas condensantes con extracción. Las turbinas condensantes con extracción tienen similares características a las turbinas condensantes pero permiten la extracción de vapor de la turbina en un estado intermedio. Esto se logra mediante una purga dividiendo a la turbina en una sección de alta presión y una de baja presión. Este tipo de turbinas resulta de suma utilidad en las plantas de WTE que generan tanto energía eléctrica como vapor para procesos industriales como producto. Además, este tipo de turbinas permite el uso de regeneración en ciclo. El parámetro fundamental a definir en este tipo de equipos es la presión y temperatura a la que se realiza la extracción.(Rand et al., 2000)

3. Turbinas a contrapresión. Las turbinas a contrapresión son turbinas utilizadas en plantas de incineración de residuos cuando se busca obtener como productos de salida energía eléctrica y calor para usos industriales o calefacción domiciliaria. En este tipo de turbinas, la presión de salida esta determinada a través de la temperatura del fluido refrigerante y su caudal.(Rand et al., 2000)

4. Turbinas a contrapresión con extracción. Las Turbinas a contrapresión con extracción son de características similares a las turbinas a contrapresión convencionales pero estas permiten extraer un corriente de vapor adicional a una determinada presión y temperatura para otros usos.

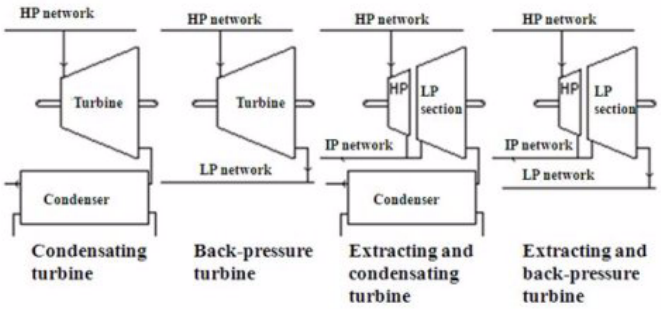


Figura 18.31: Esquemas de turbinas utilizados en WTE.
(Gicquel, 2019)

Habiendo definido los tipos de turbinas utilizados en las plantas de valorización de RSUs, se procede a seleccionar preliminarmente una turbina de tipo condensante para este proyecto ya que, como se mencionó con anterioridad, estas presentan mejores características para la exclusiva generación de energía eléctrica.

El dimensionamiento de la turbina utilizada surgirá de los requerimientos del generador eléctrico para proveer de energía eléctrica al transformador que alimenta a la linea y finalmente al nodo seleccionado para entregar energía a la red. De este modo, se muestran a continuación las perdidas de energía que se presentan hasta la turbina:

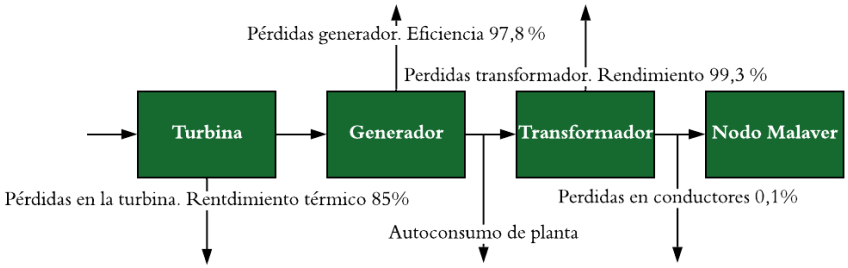


Figura 18.32: Pérdidas energéticas entre el nodo Malaver y la turbina.

Las pérdidas que se disponen en la figura 18.32 fueron obtenidas en base a los equipos seleccionados, los cuales se detallan en la sección de balance de masa donde se hará la selección en detalle de los equipos necesarios para la planta.

El objetivo de este proyecto es entregar 27,5 MW en el nodo Malaver. Fijada la localización junto a la planta de tratamiento mecánico biológico, se cuantificaron las perdidas en los conductores estimadas para cubrir la distancia al nodo resultando de 0,05 % como se detalla en la sección de conexión al nodo. Esto fija un requerimiento de potencia de 27,51 MW a la salida del transformador en dirección al nodo. A esto se le debe sumar la energía requerida para autoconsumo eléctrico de la planta. El autoconsumo estimado se totaliza entre los equipos de la planta por un valor de 1,5 MW. Teniendo en cuenta estos datos y las pérdidas porcentuales estimadas de 0,5 % que se tienen en el transformador seleccionado, se requieren 29,14 MW de potencia a la salida del generador. Con pérdidas del 2,5 % en el generador, el requerimiento de potencia a la salida de la turbina es de 29,89 MW. Dado este requerimiento, la turbina seleccionada preliminarmente cuenta con una capacidad de producción eléctrica de 30 MW. Comparando proveedores de este tipo de turbinas, se encuentra que el proveedor que presenta el equipo mas acorde respecto al requerimiento necesario es QNP. La empresa de origen chino provee su turbina condensante N20-N30 para cubrir este requerimiento de potencia. Adicionalmente, el proveedor puede suministrar el generador eléctrico libre de cepillos QFW-30-2 para transformar la energía mecánica de la turbina en energía eléctrica o el generador estático para la misma potencia QF-30-2. Por el tipo de aplicación que se analiza en este proyecto, el sistema sin cepillos resulta mas conveniente ya que posee un menor mantenimiento y no se requiere de un rápido tiempo de reacción por ser una fuente energética de base. Cabe destacar que en aplicaciones superiores a los 300 MW, no es aconsejable el uso de este tipo de generadores.

18.9.2. Simulación del ciclo

A continuación, se realiza una simulación del ciclo con el software ”DWSIM”para obtener los puntos termodinámicos y físicos requeridos para dimensionar los equipos restantes, condicionados por la elección de la turbina. La simulación fue realizada con las propiedades reales medidas para vapor de agua. El esquema a simular puede verse en la Figura 18.33.

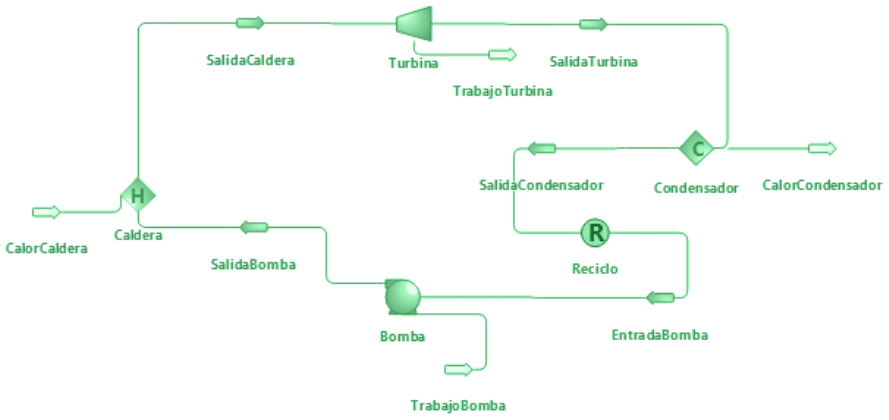


Figura 18.33: Ciclo de vapor simulado en software ”DWSIM”.

Para este primer cálculo, se consideró solamente la eficiencia en la turbina, que es la que más condiciona el ciclo, considerando el resto de los equipos como ideales. La simulación contemplando todas las eficiencias se realizará una vez elegido el ciclo a emplear. A partir del ciclo simulado, se obtuvieron los parámetros termodinámicos que caracterizan cada punto, los cuales pueden verse a continuación.

- Turbina. La entrada a la turbina se realiza, según lo indicado por el proveedor, con vapor sobrecalentado a 698 K y una presión de 4 MPa. La salida de la turbina se encuentra, según indicó el proveedor, a 6,5 KPa; considerando la eficiencia isentrópica indicada de 85 %, la temperatura de salida es de 310,78 K, lo cual condice con vapor de título 0,89. De esta forma, la entalpía específica a la entrada de la turbina es de 3272,67 kJ/kg y a su salida de 2293,21 kJ/kg. Teniendo en cuenta este salto de 979,46 kJ/kg, el flujo másico queda fijado en 29,2 kg/s para llegar a los 29,89 MW requeridos a la salida.

- Condensador. Se simuló para un condensador ideal, lo cual fija un título a la salida de 0 %, es decir, líquido saturado. De esta forma, la salida será a 6,5 kPa y 310,778 K, lo cual indica una entalpía específica de 157,627 kJ/kg. Considerando el flujo másico, la potencia de calor rechazada es de 62,184 MW.

- Bomba. Se simuló para una bomba ideal. Con un rendimiento del 100 %, se fijó la salida a la presión de trabajo requerida, de 4 MPa. Esto determina una temperatura de salida de

310,88 K, que condice con una entalpía específica de 161,63 kJ/kg. De esta forma, la potencia de trabajo requerida es de 117,1 KW.

- Caldera. Se simuló para una caldera ideal. Este equipo fija la temperatura de salida a lo exigido por la turbina, que es 698 K. Para este estado de salida, los parámetros termodinámicos coinciden con la entrada a la turbina, ya que se desprecian pérdidas por fricción en tuberías. De esta forma, la potencia de calor requerida es de 90,59 MW.

A continuación, se resumen en una tabla los parámetros característicos de cada punto del ciclo antes mencionados.

	T (K)	p (kPa)	h (kJ/kg)	s (kJ/kg K)
SalidaTurbina	310,78	6,50	2.293,21	7,42
Salida Condensador	310,78	6,50	157,63	0,54
Salida Bomba	310,89	4.000,00	161,63	0,54
Salida Caldera	698,00	4.000,00	3.272,67	6,86

Tabla 18.31: Puntos termodinámicos característicos para el ciclo de vapor simulado.

18.9.3. Condensador

Considerando el ciclo Rankine antes mencionado y los puntos señalados en el cálculo de la turbina, estimamos la salida de la turbina como vapor saturado a 6,5 kPa y 37,628 °C, con un título aproximado de 0,886. A su vez, de ser ideal, la salida del condensador será líquido saturado a 65 kPa y 37,628 °C. La entalpía específica a la salida de la turbina es de 2293,21 kJ/Kg y a la salida del condensador de 157,63 kJ/Kg, siendo el salto entálpico requerido de 2135,58kJ/Kg correspondientes al calor rechazado por el condensador. Considerando el flujo másico aproximado del vapor en 45 Kg/seg, entonces podemos estimar la potencia de condensación en 96101,4 kW. Como indican los estudios realizados sobre la cuenca del Río Reconquista, la temperatura media anual del agua oscila entre los 15 y 23 °C. (Defensoría del Pueblo de la Nación, 2009). Considerando esta variabilidad, se toma el peor caso para el diseño del condensador, tomando la temperatura de entrada del fluido refrigerante en 23 °C.

Los condensadores que mejores rendimientos obtienen las centrales térmicas son de intercambiadores de calor de superficie, del tipo tubo y carcasa. El fluido refrigerante circula por los tubos y el vapor (fluido enfriado) circula por la carcasa. Por lo general, se trabaja con una disposición horizontal de los tubos y con circulación a contra flujo. Este tipo de condensadores, como la mayoría de los intercambiadores de calor para aplicaciones de alta potencia, se diseñan específicamente para un uso en particular, ya que las mejores condiciones de operación se obtienen sólo con dimensiones específicamente calibradas. Por este motivo se procederá a la estimación de los parámetros básicos para adquirir un condensador de tubo y

carcasa: potencia a disipar, flujo másico, presión de trabajo, área de transferencia, cantidad y dimensiones de tubos, diámetros de la carcasa y materiales.

Al trabajar con agua dulce, el material recomendado para la fabricación de los tubos es acero al carbono, en particular el ASTM 249, como también aleaciones de cobre. El material recomendado para recubrir internamente la carcasa suele ser acero al carbono. (Guyer, 2013)

Según los cálculos expuestos en el anexo AA, se consideró finalmente a la empresa ”Benvig Heat Transfer”para la elaboración de un condensador a pedido. Este será de una potencia de disipación de 62184 kW, flujo másico de vapor de 29,118 kg/s y presión de operación de 6,5 kPa, con las siguientes características aproximadas: 5.208 tubos de cobre, diámetro de tubos de 1” y 12 m de largo, carcasa de acero inoxidable de 2,5 m de diámetro, para la condensación de vapor de agua a 37,63 °C con agua de río a 23 y 30 °C de entrada y salida.

18.9.4. Bomba

Son dos los tipos de bombas más extendidas que se utilizan en instalaciones de proceso.

- Bombas centrífugas. Muy empleadas en centrales térmicas. y otra gran variedad de aplicaciones. Están especialmente indicadas para el manejo de productos de baja viscosidad, no siendo aptas para líquidos fuertemente aireados. Este tipo de bomba es el que se debe utilizar siempre que la aplicación concreta lo permita, ya que es la más barata en cuanto a compra, operación y mantenimiento, y también la más adaptable a diferentes condiciones de operación. Se recurrirá a ella para el bombeo de todo tipo de líquidos de relativamente baja viscosidad y que no requieran un tratamiento particularmente suave.
- Bombas de desplazamiento positivo. Existen diversas clases, como las alternativas (pistón) y las rotativas (lóbulos). Están especialmente indicadas para el bombeo de fluidos de viscosidad elevada (Sekulic, 2003)

Por el tipo de viscosidad de trabajo y las prácticas más comunes en diseño de este tipo de centrales, se opta por el empleo de una bomba centrífuga. Existen diversos tipos:

- Bombas centrífugas horizontales. Son equipos que tienen el eje de transmisión de la bomba en forma horizontal. Tienen la ventaja de poder ser instaladas en un lugar distinto de la fuente de abastecimiento, lo cual permite ubicarlas en lugares secos, protegidos de inundaciones, ventilados y de fácil acceso. Este tipo de bomba se debe

emplear en cisternas, fuentes superficiales y embalses. Por su facilidad de operación y mantenimiento es apropiado para el medio rural. Su bajo costo de operación y mantenimiento es una ventaja adicional. La mayor desventaja que presentan estas bombas es la limitación en la carga de succión, ya que el valor máximo teórico que alcanza es el de la presión atmosférica del lugar (10,33 m. a la altura del mar), sin embargo, cuando la altura de succión es de 7 metros la bomba ya muestra deficiencias de funcionamiento.

- Bombas centrífugas verticales. Son equipos que tienen el eje transmisión de la bomba en forma vertical sobre el cual se apoya un determinado número de impulsores que elevan el agua por etapas. Deben ubicarse directamente sobre el punto de captación, por lo cual casi se limita su uso a pozos profundos. Estas bombas se construyen de diámetros pequeños, a fin de poder introducirlas en las perforaciones de los pozos, los cuales exigen diámetros pequeños por razones de costo. La ventaja principal de estos equipos es su versatilidad y su capacidad para trabajar en un amplio rango de velocidades. Entre sus desventajas están lo ruidosas que son y la estricta verticalidad que exige a los pozos para su instalación. Los costos de instalación de este tipo de bombas son menores a los demandados por la instalación de una bomba de eje horizontal; sin embargo, la operación y mantenimiento exige cuidado especial y mayores costos.
- Bombas centrífugas sumergibles. Son equipos que tienen la bomba y motor acoplados en forma compacta, de modo que ambos funcionan sumergidos en el punto de captación; se emplean casi exclusivamente en pozos muy profundos, donde tienen ventajas frente al uso de bombas de eje vertical. Estas bombas tienen la desventaja de poseer eficiencia relativamente bajas, por lo cual, aun cuando su costo puede ser relativamente bajo, el costo de operación es elevado por su alto consumo de energía. (Branan, 2002)

Dado el tipo de fluido (agua) y operación, se selecciona una bomba centrífuga horizontal, la más empleada en estas aplicaciones. Para realizar un dimensionamiento preliminar de la bomba, se consideran sus dos parámetros más determinantes: altura dinámica de operación y caudal requerido. El caudal requerido puede calcularse a partir del flujo másico requerido, que es de 29,118 kg/s. Luego, estimando la temperatura media en la bomba como el promedio entre su temperatura de entrada (310,778 K) y salida (310,885 K) en 310,832 K, estimamos una densidad de 993,1 kg/m^3. De esta forma, se calcula el caudal como sigue.

$$\dot{m} = \rho \cdot Q \Rightarrow Q = \frac{\dot{m}}{\rho} \tag{18.27}$$

El caudal de trabajo requerido resulta ser de 29,32 l/s (o 105,552 m^3/h). Luego, se calcula la altura dinámica requerida considerando la ecuación de Bernouilli.

$$\Delta H = Z_2 - Z_1 + \frac{P_2 - P1}{\rho \cdot g} + \frac{V_2^2}{2 \cdot \alpha_2 \cdot g} - \frac{V_1^2}{2 \cdot \alpha_1 \cdot g} + h_{fs} \tag{18.28}$$

Donde se consideran los puntos que siguen:

- Z_i es la altura entre los puntos de toma de agua y de entrega (m).
- P_i es la presión entre los puntos de toma y entrega de agua (Pa).
- V_i es la velocidad del fluido en los puntos de toma y entrega de agua (m/s).
- h_{fs} es la pérdidas por fricción en tuberías (m). (Branan, 2002)

Para un diseño preliminar, se consideran despreciables las diferencias de altura entre toma y entrega de agua, las diferencias de velocidad y las pérdidas por fricción en las tuberías. De esta forma, la carga dinámica de la bomba puede calcularse a partir de las diferencias de presión como sigue, considerando una presión de toma de 6,5 kPa y de entrega de 4 MPa. Debido a la mínima variación de densidad, que en este modelo se supone constante (fluido incompresible) y, para nuestro caso, de 993,1 kg/m^3.

$$\Delta H = \frac{P_2 - P1}{\rho \cdot g} \tag{18.29}$$

Considerando la ecuación anterior, la carga o head dinámico requerido es de 410,33 m. Para este head, la literatura especializada sugiere el uso de bombas centrífugas de agua de alimentación en múltiples etapas. A partir del caudal calculado y head dinámico, se preseleccionó la bomba centrífuga de múltiples etapas modelo ”DP”de ”Zoomlian Pump Co., Ltd.”, la cual opera con una eficiencia isoentrópica cercana al 87 % para ese rango de head y caudal y una eficiencia eléctrica del 90 %, según lo indicado por los proveedores.

18.9.5. Caldera

La presentación de los equipos que se utilizarán como caldera fue realizada previamente en la sección 18.4. Se investigaron las formas de provisión de los equipos y luego se contactó a diferentes proveedores (entre ellos ACBoilers, B & W Vølund, Martin Gmbh) que confirmaron que estos equipos son provistos como solución completa (no se diseñan equipos por separado), e incluso se venden junto con los equipos de incineración y limpieza de gases (para el caso de B & W Vølund, Martin Gmbh).

Los equipos de calderas ofrecidos por proveedores son personalizados para cada proyecto, con la posibilidad de variar gran cantidad de parámetros (por ejemplo, presión de trabajo, temperatura que alcanzarán el fluido, caudal másico, entre otros). Los detalles que proveen serán estimativos con una precisión con un error de 5 % ya que para realizar un presupuesto detallado y personalizado debe realizarse un pago para asegurarlo. Para todos los diseños pedidos, el rendimiento de caldera mínimo (esto es cuánto del calor de los gases es aprovechado y transferido al líquido de trabajo) es del 91 %. La energía contenida en los gases luego de pasar por la caldera es utilizada en los procesos de limpieza de gases.

Se pasarán a definir las condiciones de trabajo de la caldera:

Respecto a la temperatura, como previamente se mencionó, las temperaturas típicas utilizadas en plantas de WTE alrededor del mundo rondan entre 400 y 520 °C, trabajando la mayoría de las plantas en el rango 400-440°C debido a las presiones con las que se trabajan (Whiting, 2013). Para trabajar en valores mayores a 450°C se utilizan calderas con materiales de alta aleación debido a que deben comenzarse a realizar los intercambios de calor con los gases en la porción donde estos tienen altas temperaturas (más de 800°C). Se establece la temperatura en 425°C a la salida del sobrecalentador. La temperatura de entrada a la turbina será definida posteriormente luego de conocer la información de punto de salida de la bomba que ingresa el fluido a la caldera.

18.10. Dimensionamiento de ciclo ORC de ciclopentano

18.10.1. Turbina

La selección de la turbina a utilizar en un ciclo Rankine de tipo ORC surgirá del requerimiento de potencia necesario a la salida de la turbina y del fluido de trabajo seleccionado para el ciclo térmico, en este caso, ciclopentano. Para cumplir con los requerimientos de potencia del proyecto, existen pocos proveedores que disponen de equipos para ciclos ORC como fuente de recuperación primaria del calor saliente del boiler. Es por esto, que las turbinas para fluidos de trabajo de ORC suelen ser de menor potencia que las de ciclos de vapor convencionales. Una vez mas, el requerimiento de potencia de la turbina utilizando un ciclo orgánico, es el mismo que el del caso del ciclo Rankine con vapor. Se deberá suplir de 29,89 MW de potencia a los generadores a la salida de las turbinas. Siguiendo los catálogos de los proveedores de equipos para ciclos ORC, se toma como medida preliminar a la selección de 3 turbinas de 10 MW; las de mayor capacidad de forma estándar entre los proveedores con uso de ciclopentano. Las tres turbinas se colocan en forma paralela en el ciclo para su funcionamiento. Esta es una practica habitual utilizada por el proveedor

seleccionado ”Turboden”. Esta empresa italiana se especializa en ciclos ORC, siendo la segunda empresa en share en el mercado de los ciclos orgánicos diferenciándose de ORMAT, líder del mercado que se especializa en geotermia. Turboden dispone de su turbina de alta eficiencia HRS 110 de 10 MW para la producción de energía exclusivamente eléctrica mediante un ciclo orgánico con ciclopentano como fluido de trabajo.

18.10.2. Simulación del ciclo

A continuación, se realiza una simulación del ciclo con el software ”DWSIM”para obtener los puntos termodinámicos y físicos requeridos para dimensionar los equipos restantes, condicionados por la elección de la turbina. Se calculó el escenario para una sola turbina ya que, como fue indicado anteriormente, el ciclo completo opera con 3 turbinas en ciclos separados para alcanzar la potencia total requerida de 29890 KW; lo que exige una entrega de 9963 KW por turbina. La simulación fue realizada con el paquete de propiedades ÇoolProp”, el cual emplea un modelo matemático válido para el fluido de interés (ciclopentano, y en general para los fluidos orgánicos) en las temperaturas de operación indicadas (CoolProp, 2019). El esquema a simular puede verse en la Figura 18.34.

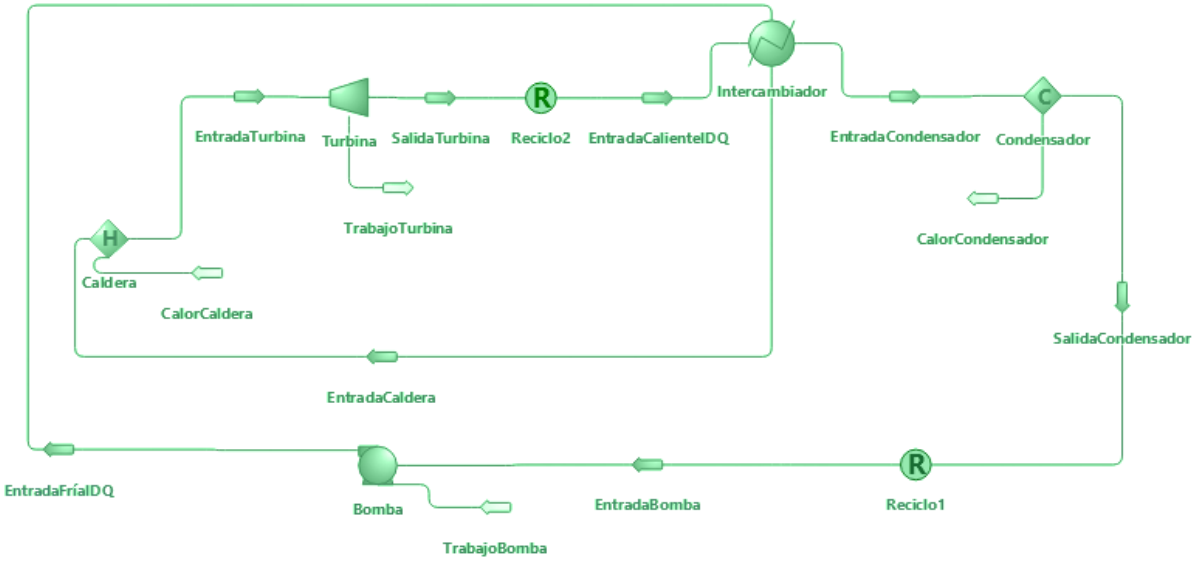


Figura 18.34: Ciclo tipo ORC simulado en software ”DWSIM”para ciclopentano.

Para este primer cálculo, se consideró solamente la eficiencia en la turbina, que es la que más condiciona el ciclo, considerando el resto de los equipos como ideales. La simulación contemplando todas las eficiencias se realizará una vez elegido el ciclo a emplear. A partir del ciclo simulado, se obtuvieron los parámetros termodinámicos que caracterizan cada punto, los cuales pueden verse a continuación.

- Turbina. La entrada a la turbina se realiza, según lo indicado por el proveedor, con vapor sobrecalentado a 290 °C (563,15 K) y una presión de 1,5 MPa. La salida de la turbina se encuentra, según indicó el proveedor, a 110 KPa; considerando la eficiencia indicada de 85 %, la temperatura de salida es de 496,37 K, lo cual condice con vapor sobrecalentado (valida la forma asimétrica de la campana de Mollier para el ciclopentano). De esta forma, la entalpía específica a la entrada de la turbina es de 825,17 kJ/kg y a su salida de 692,55 kJ/kg. Teniendo en cuenta este salto de 132,62 kJ/kg, el flujo másico queda fijado en 71,76 kg/s para llegar a los 9963 KW requeridos a la salida de cada turbina.

- Condensador. Se simuló para un condensador ideal, lo cual fija un título a la salida de 0 %, es decir, líquido saturado. De esta forma, la salida será a 110 kPa y 324,93 K, lo cual indica una entalpía específica de 4,91 kJ/kg. Considerando el flujo másico, la potencia de calor rechazada es de 31,22 MW.

- Bomba. Se simuló para una bomba ideal. Con un rendimiento del 100 %, se fijó la salida a la presión de trabajo requerida, de 1,5 MPa. Esto determina una temperatura de salida de 325,40 K, que condice con una entalpía específica de 6,86 kJ/kg. De esta forma, la potencia de trabajo requerida es de 139,87 KW.

- Recuperador. Debido a la alta entalpía de los vapores de escape de la turbina, es crucial un correcto dimensionamiento del recuperador a emplear a su salida. Según recomienda la bibliografía especializada, la entrada a la caldera puede calentarse en el recuperador como máximo hasta la temperatura en que empiece a generarse vapor (Yue Cao, 2018). Para encontrar este punto, se realizó un análisis de sensibilidad de la variación del rendimiento general del ciclo y el título a la entrada de la caldera respecto del área del intercambiador de calor. Para el análisis, se consideró un coeficiente global de transferencia de calor en el intercambiador constante, de valor promedio 200 W/m^2K, el cual resulta una adecuada aproximación para el fluido empleado y la profundidad del estudio requerida (Engineers Edge, 2019). A su vez, se evaluó el caso ideal en que no hay pérdidas de calor ni caídas de presión. En la figura 18.35 puede verse la variación de rendimiento (%) y título del vapor (%) para un área de intercambio que se incrementa hasta los $5000m^2$. A su vez, en la figura 18.36 se muestra la variación de las temperaturas de salida del fluido calentado y enfriado.

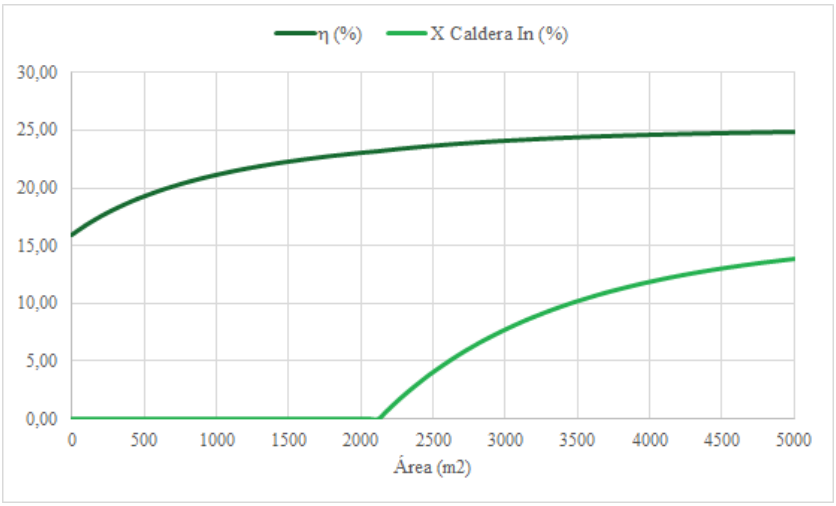


Figura 18.35: Análisis de sensibilidad simulado en "DWSIM". Variación del rendimiento (%) y el título (%) a la entrada de la caldera respecto al área del recuperador m^2 .

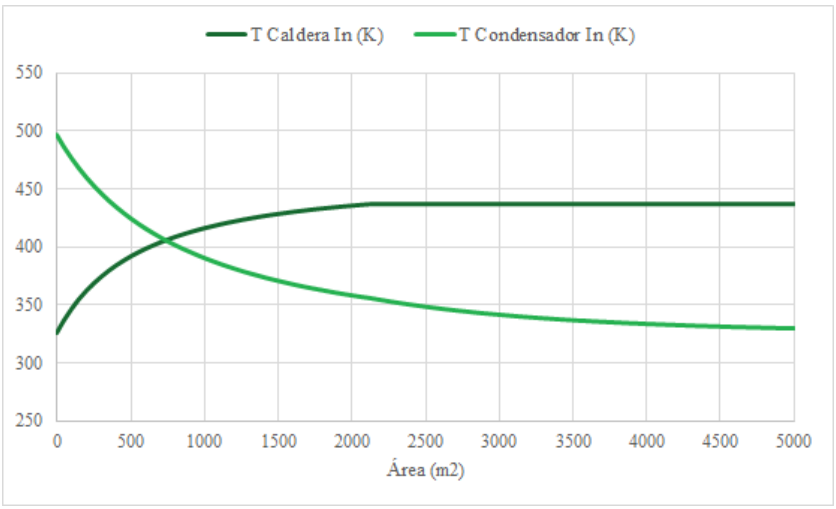


Figura 18.36: Análisis de sensibilidad simulado en "DWSIM". Variación de temperaturas de salida del recuperador respecto a su área (m^2) .

Como puede observarse en la figura 18.35, por encima de un área aproximada de 2100 m^2 comienza a formarse vapor a la salida del intercambiador. Como se indicó, esto no es deseable, por lo que se establece el límite de área de intercambio en 2000 m^2, lo cual condice con las buenas prácticas consideradas. A su vez, la diferencia de temperatura final que puede verse en la figura 18.36 se encuentra dentro de los rangos de operación típicos (Yue Cao, 2018). Como puede observarse en los valores exactos extraídos de la simulación y adjuntos en el Anexo correspondiente, para todo escenario la entrada al condensador es vapor sobrecalentado.

Una vez dimensionado el recuperador, se pasa a estimar los puntos termodinámicos de interés. Siguiendo el avance del fluido caliente: la entrada al intercambiador coincide con el punto mencionado a la salida de la turbina, al igual que la salida del recuperador

coincide con la entrada al condensador. Haciendo lo propio con el fluido a calentar: la entrada al intercambiador coincide con la salida de la bomba, mientras que la salida del intercambiador (que es la entrada a la caldera), se encuentra a una temperatura final de 435,89 K, una presión constante de 110 KPa y entalpía específica de 259,38 kJ/kg. La potencia total intercambiada es de 21,50 MW.

- Caldera. Se simuló para una caldera ideal. Este equipo fija la temperatura de salida a lo exigido por la turbina, que es 290 °C (563,15 K). Para este estado de salida, los parámetros termodinámicos coinciden con la entrada a la turbina, ya que se desprecian pérdidas por fricción en tuberías. De esta forma, la potencia de calor requerida es de 40,60 MW.

A continuación, se resumen en una tabla los parámetros característicos de cada punto del ciclo antes mencionados.

	T (K)	p (kPa)	h (kJ/kg)	s (kJ/kg K)
SalidaTurbina	496,37	110,00	692,55	1,94
Recuperador a Condensador	358,29	110,00	440,03	1,35
Salida Condensador	324,93	110,00	4,91	0,02
Salida Bomba	325,40	110,00	6,86	0,02
Recuperador a Caldera	435,89	1.500,00	259,38	0,68
Salida Caldera	563,15	1.500,00	825,17	1,89

Tabla 18.32: Puntos termodinámicos característicos para el ciclo de ciclopentano simulado.

18.10.3. Condensador

Los intercambiadores de calor normalmente empleados en sistemas ORC son del tipo tubo y carcasa. En este sentido, el acero inoxidable es lo más recomendado para fluidos orgánicos como el ciclopentano (Astolfi, 2017). De esta forma, se procede a realizar un cálculo preliminar del intercambiador según la metodología expuesta anteriormente, considerando las temperaturas de entrada y salida antes mencionadas (358,29 K y 324,94 K, que respectivamente son 85,14 °C y 51,79 °C), un coeficiente global de transferencia de calor (U) que se asume constante (150 W/m^2K, (Engineers Edge, 2019)), el área determinada por análisis de sensibilidad (2000 m^2) y las temperaturas antes mencionadas para el agua de refrigeración (23 °C a la entrada y 30 °C a la salida).

Se comienza calculando las variaciones de temperatura a la entrada y a la salida, considerando contra flujo. Luego, se calcula la variación de temperatura media logarítmica según sigue la ecuación AA.1.

T-In Fría (°C)	23,00
T-Out Fría (°C)	30,00
T-In Caliente (°C)	85,14
T-Out Caliente (°C)	51,79

ΔT1	55,14
ΔT2	28,79
ΔTml	40,55

Tabla 18.33: Variaciones de temperatura en entrada y salida del condensador y cálculo de variación de temperatura media logarítmica para el ORC .

Una vez obtenida la variación de temperatura media logarítmica, que resulta ser de 40,55 °C, se puede calcular el área de transferencia de calor requerida según la ecuación AA.2. Para esto, se considera también la potencia a extraer de 31.222 kW, correspondientes al salto entálpico de 440,03 kJ/kg a 4,91 kJ/kg que ocurre en el condensador a un flujo másico de 71,755 kg/s. A su vez, se considera el coeficiente de transferencia global (U) para los fluidos indicados (150 W/m^2K).

U (W/m2K)	150,00
Pot. Rechazada (kW)	31.222,00
A (m2)	5.133,34

Tabla 18.34: Cálculo del área de transferencia de calor del intercambiador en el ORC .

Como se observa en la tabla 18.34, el área de transferencia calculada es de 5.133,34 m^2 aproximadamente. Se prosigue determinando las dimensiones de los tubos y su disposición, al igual que para el caso de vapor: diámetro de 1”, largos de tubos de 12 m y de un paso. Considerando las características de los tubos, se determina la cantidad a requerir como el cociente redondeado hacia el entero superior del área de transferencia total y el área de un tubo.

ø Tubos (mm)	25,40
L estimado Tubos (m)	12,00

Perímetro Tubos (mm)	79,80
A Tubo (m2)	0,96
Cantidad Tubos	5.361,00

Tabla 18.35: Cálculo de la cantidad de tubos del condensador para el ORC .

Como puede observarse en la figura anterior, se requieren 5.361 tubos, una cantidad adecuada para la potencia de la planta (Guyer, 2013). Luego, se continúa calculando el tamaño de la carcasa, el cuál se estima a partir de la ecuación AA.3.

L (m)	12,00
Cantidad Tubos	5.361,00
CL	0,87
CTP	0,93
Pt (mm)	31,75
ø Tubos (mm)	25,40
A0 (m2)	5.133,47

Ds (m)	2,54

Tabla 18.36: Cálculo del diámetro de la carcasa exterior D_s del condensador del ORC .

Según lo antes expuesto, se considerará a la empresa ”Benvig Heat Transfer”para la elaboración de un condensador a pedido. Este será de una potencia de disipación de 31.322 kW, flujo másico de ciclopentano de 71,755 kg/s y presión de operación de 110 kPa, con las siguientes características aproximadas: 5.361 tubos de acero inoxidable, diámetro de tubos de 1” y 12 m de largo, carcasa de acero inoxidable de 2,54 m, para la condensación de ciclopentano de 85,14 a 51,79 °C con agua de río a 23 y 30 °C de entrada y salida.

18.10.4. Bomba

Al igual que para ciclos Rankine de vapor, los ciclos ORC suelen emplear bombas centrífugas de múltiples etapas, por lo general de disposición horizontal. Para realizar un dimensionamiento preliminar de la bomba, se consideran sus dos parámetros más determinantes: altura dinámica de operación y caudal requerido. El caudal requerido puede calcularse a partir del flujo másico requerido, que es de 71,755 kg/s. Luego, estimando la temperatura media en la bomba como el promedio entre su temperatura de entrada (324,93 K) y salida (325,40 K) en 325,17 K, estimamos una densidad de 713,68 kg/m^3 (CoolProp, 2019). De esta forma, se calcula el caudal como indica la ecuación 18.27; resultando ser de 100,54 l/s (o 361,95 m^3/h). Luego, se calcula la altura dinámica requerida considerando la ecuación 18.29 que simplifica la ecuación de Bernouilli.

Al igual que para el diseño preliminar del ciclo de vapor, se consideran despreciables las diferencias de altura entre toma y entrega de agua, las diferencias de velocidad y las pérdidas por fricción en las tuberías. De esta forma, la carga dinámica de la bomba puede calcularse a

partir de las diferencias de presión, considerando una presión de toma de 110 kPa y de entrega de 1,5 MPa, y la densidad antes indicada (713,68 kg/m^3).

Considerando la ecuación 18.29, las presiones indicadas y la densidad asumida constante, la carga o head dinámico requerido es de 198,74 m. Para este head, la literatura especializada sugiere el uso de bombas centrífugas de agua de alimentación en múltiples etapas. A partir del caudal calculado y head dinámico, se preseleccionó la bomba centrífuga de múltiples etapas modelo ”DP”para fluido orgánico de ”Zoomlian Pump Co., Ltd.”, la cual opera con una eficiencia cercana al 88 % para ese rango de head y caudal, según lo indicado por los proveedores.

18.10.5. Recuperador

La bibliografía especializada recomienda el uso de recuperadores de finos tubos y placas, ya que son los que alcanzan las mejores eficiencias para la aplicación en circuitos ORC (Astolfi, 2017). Para el tipo de potencia, caudal y presión manejada, estos intercambiadores de calor se hacen por lo general a pedido. Se considera el dimensionamiento aproximado antes calculado, con el cual se estimó, para el fluido de trabajo (ciclopentano en estado gaseoso y líquido), una potencia a intercambiar de 21,50 MW, con un caudal circulando a aproximadamente 71,76 kg/s, presión de entrada (supuesta constante en esta instancia) de 110 kPa y temperatura de operación entre 325,40 K (salida de la bomba) y 496,37 K (salida de la turbina). Para este tipo de aplicación, se recomienda el uso de tubos de cuproniquel, que con el fluido empleado requiere una superficie de intercambio aproximada de 2000 m^2, como fue antes determinado en el estudio de sensibilidad. A su vez, como señala la bibliografía técnica, el intercambiador se dispondrá en las cercanías inmediatas de la turbina, para evitar caídas de presión en el fluido que mayor tendencia presenta para que se de este fenómeno (Astolfi, 2017). Se decidió la preselección de la empresa ”Benvig Heat Transfer”para la elaboración de tres intercambiadores con las características indicadas (un intercambiador para cada uno de los tres módulos ORC).

18.10.6. Caldera

Respecto al uso de caldera para el ciclo orgánico, los equipamientos utilizados para este tipo de tecnología son muy similares estructuralmente a los utilizados para ciclos de vapor. Las estructuras deberán soportar las mismas temperaturas y exposición a corrosión por parte de los gases de combustión. Por lo tanto las calderas utilizadas serán las mismas que las utilizadas para ciclo de vapor. Las desventajas para este tipo de Rankine es un menor rendimiento térmico de la caldera, estando alrededor de entre 80 -85 % mínimo (definido por los proveedores) (A.

Rettig1, 2011).

18.11. Análisis comparativo de Rankine Vapor frente a ORC

A la hora de comparar los dos posibles ciclos para la recuperación de energía eléctrica aplicables al proceso, se decide utilizar dos métodos, uno de carácter cualitativo y uno de carácter cuantitativo.

18.11.1. Análisis cualitativo

En lo que se refiere a las diferencias de carácter cualitativo entre un ciclo propuesto y el otro, se destacan los siguientes factores:

1. Temperatura de ciclo: Los ciclos de tipo orgánico presentan una menor temperatura de trabajo resultando en un menor requerimiento de temperatura en el boiler para el aprovechamiento térmico y reduciendo el capital operativo necesario para el funcionamiento de la planta.
2. Presión de trabajo: los ciclos ORC poseen una menor presión de trabajo requiriendo bombas mas pequeñas y por ende teniendo un menor autoconsumo energético en la planta.
3. Inflamabilidad del fluido de trabajo: El ciclopentano es un fluido inflamable y por ende posee mayores riesgos asociados en su operación comparado a un ciclo Rankine de vapor.
4. Mantenimiento: los ciclos ORC requieren de menos mantenimiento que los ciclos de vapor convencionales y requieren de solo un operario poco cualificado por tan solo una hora por día para realizar las operaciones de control sobre los equipos. En contraparte, los ciclos Rankine de vapor de agua requieren de un empleado calificado en forma permanente en la planta aumentado el OPEX del proceso.
5. Inversión: Los equipos para ciclos ORC son mas específicos y de menor difusión que los necesarios para desarrollar un ciclo Rankine convencional de vapor. Es por esto, que la inversión inicial para realizar ORC resulta mayor que la necesaria para un ciclo Rankine de vapor.
6. Tamaño de los equipos: Debido a que el principal uso de los ciclos ORC es la recuperación energética del calor secundario de un proceso, los equipos suelen ser pequeños y son necesarias numerosas turbinas en forma paralela para el

aprovechamiento del calor primario en un proceso de generación. Esto lleva a elevar aún más los costes de inversión.

En resumen, por las características mencionadas anteriormente, se llega a la conclusión de que los ciclos ORC presentan un menor capital operativo de trabajo para el funcionamiento del ciclo. Sin embargo, también presentan una mayor inversión inicial para el desarrollo del sistema. Es por esto que la comparativa final entre ciclos se realizará mediante un método cuantitativo de tipo financiero.

18.11.2. Análisis cuantitativo

Para comparar en forma cuantitativa a los ciclos Rankine de vapor y ORC, se tomarán como referencia algunos valores del mercado. Por un lado la empresa Turboden, especialista en ORC, da a conocimiento que la principal diferencia económica entre ciclos recae sobre la turbina y sobre ella toma ciertos valores económicos. Los valores de CAPEX para una turbina ORC y su OPEX que incluye operación, mantenimiento, mano de obra y tratamiento de agua de refrigeración propuestos por la empresa Turboden se pasan a detallar junto con los valores para el ciclo Rankine de vapor:

Ciclo	CAPEX [€/KW]	Total CAPEX 30 MW [Miles de €]	OPEX [€/KW]	Total OPEX [Miles de €]
Vapor	650,00	19.500,00	44,00	1.320,00
ORC	800,00	24.000,00	26,00	780,00
Delta	-150,00	-4.500,00	18,00	540,00

Tabla 18.37: Tabla de datos CAPEX y OPEX para ciclos de vapor y ORC..

Tomando las diferencias entre los valores de CAPEX y OPEX para cada uno de los ciclos, se realizó un flujo de fondos como se muestra a continuación:

Año	Flujo de fondos
0	-4.500,00
1	540,00
2	540,00
3	540,00
4	540,00
5	540,00
6	540,00
7	540,00
8	540,00
9	540,00
10	540,00
11	540,00
12	540,00
13	540,00
14	540,00
15	540,00
16	540,00
17	540,00
18	540,00
19	540,00
20	540,00

Tabla 18.38: Flujo de fondos utilizado..

Tomando una tasa de corte referencial de 12 % para estudiar al flujo de fondos, se obtiene que la TIR obtenida es menor a la tasa de corte con un valor de 10,32 %. Además, se obtiene que el valor actual neto (VAN) a 20 años resulta negativo como se muestra en la siguiente tabla de indicadores.

Indicador	Valor
TIR	10,32%
Tasa de Corte	12%
VAN (12%)	-466,50

Tabla 18.39: Indicadores obtenidos del análisis.

Como conclusión fundamental del estudio realizado se destaca la conveniencia del uso de un

ciclo de vapor convencional sobre un ciclo ORC a nivel económico debido principalmente a la elevada inversi'on inicial que debe realizarse para adquirir los equipos. Un aspecto a destacar es que teniendo un menor riesgo y por ende una menor tasa de corte, el estudio podría resultar favorable para el ciclo ORC. Sin embargo, en un contexto de riesgo elevado como el presente, la decisi'on se inclina por el lado del ciclo de vapor convencional.

18.12. Maquinaria de tratamiento de gases

Para realizar el proceso de tratamiento de gases de combustión seleccionado los procesos y equipamientos requeridos son los siguientes:

- **Sistema de RNCS**
  - Tanque contenedor de NH_3
  - Bomba de sistema de aspersión
  - Aspersores en salida del incinerador

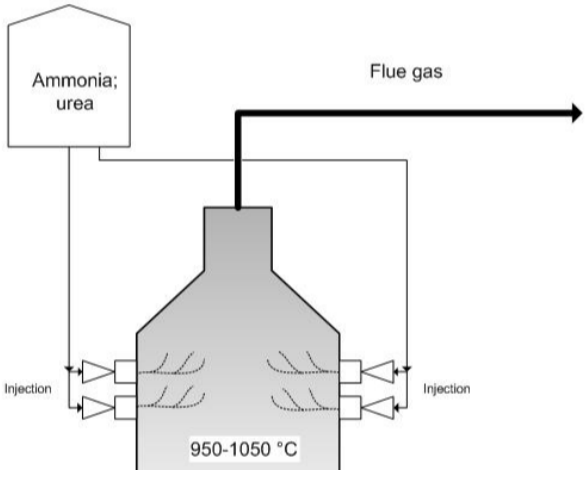


Figura 18.37: Esquema de equipos típico para RNCS

- **Sistema de inyección de sorbente seco**
  - Silo contenedor de reactivo
  - Sistema rotativo de molienda y alimentación
  - Soplador de alimentación

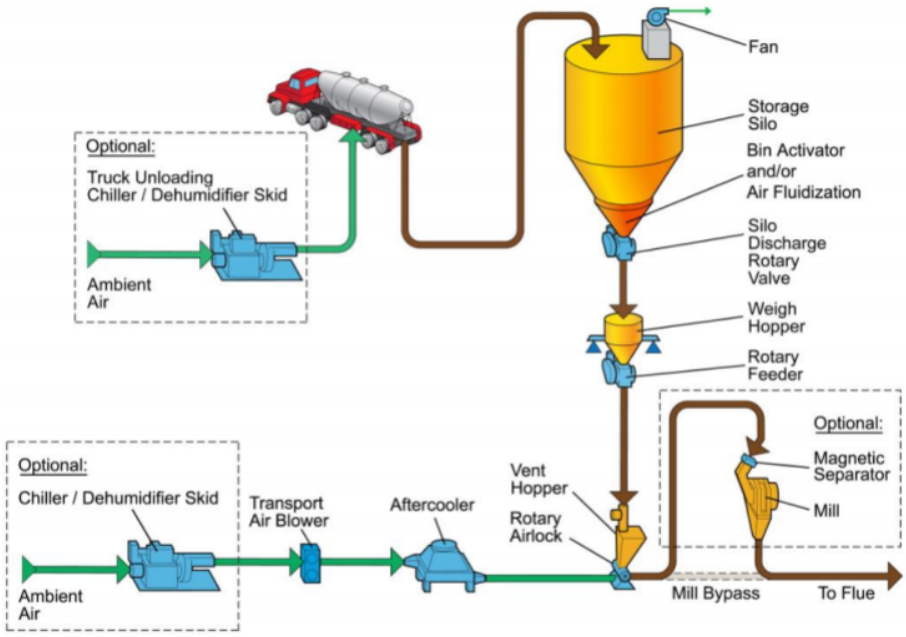


Figura 18.38: Diagrama de flujo de un sistema DSI típico
(Institute of Clean Air Companies, 2016)

- **Sistema de inyección de carbón activado**
  - Sistema de carga de bolsas de carbón activado
  - Sistema rotativo de molienda y alimentación
  - Soplador de alimentación

Figura 18.39: Foto de sistema de inyección de carbón activado PRV-13-10A se STM ecosystems
(STM Ecosystems, 2019)

- **Filtro de manga para residuos solidos de TGC**

- Filtro de manga
- Soplador de gases de combustión

Figura 18.40: Instalación industrial de remoción de partículas mediante filtro de manga (Soler & Palau, 2019)

- **lavador de gases de condensación**

Para todos estos equipos se realizó el dimensionamiento y contacto a proveedores y/o estimación mediante estudio de referencias para determinar costos de inversión, mantenimiento, dimensiones de equipos y costos de operación para la capacidad requerida partiendo del estimado de 1000 toneladas/día y los requerimientos del balance de masa preliminar del sistema de tratamiento de gases de combustión.

18.12.1. Sistemas de inyección y depósitos de reactivos

Para el proceso de RNCS como fue mencionado presente capítulo, el sistema de inyección y aspersión de amoníaco junto con los sistemas electrónicos de operación y control son parte del conjunto incinerador-caldera de B & W Vølund. El costo de alrededor de 2,88 millones de dólares (tenidos en cuenta dentro de la inversión en sistema de Nox en la sección anterior), USD 57.600 costos anuales de mantenimiento del sistema (Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones. Gobierno de España, 2011) y 9.000 litros diarios aproximadamente de consumo de solución al 25 % de NH_3. Para el almacenamiento de la solución de amoníaco se seleccionó un tanque de 12.000 galones (aproximadamente 45.000 litros o 5 días de stock) de capacidad, resistente a la corrosión, con la resistencia de operación mínima recomendada se 25 PSIG (AirGas, 2019). El equipo cuenta con un costos de USD 8.000 (Henan Jianshen, 2019), un plano con las dimensiones del tanque puede encontrarse en el Anexo W.

Figura 18.41: Tanque de acero anticorrosivo para depósito de amoníaco
(Henan Jianshen, 2019)

Para la inyección de sorbente seco se dimensionó en conjunto a la empresa STM Ecosystems 2 líneas de inyección de $Ca(OH)_2$ y de carbón activado (una operativa y una en stand-by para evitar parar la planta por complicaciones en el sistema de descontaminación), la primera con silo de almacenamiento y la segunda con sistema de carga de bolsas integrado. En la tabla 18.40 pueden observarse las características y costos de los sistemas, con los planos resumidos disponibles en el Anexo V.

Característica	Sistemas de inyección seca	
	Inyección Ca(OH)2	Inyección carbón activado
Inversión por línea (M USD)	1,50	1,00
OPEX (USD/ Año)	159.000	154.000
Capacidad (ton insumo/día)	25,00	1,50
Vida útil (años)	20	20
Capacidad (ton insumo/día)	25,00	1,50
Tamaño depósito (toneladas)	635,37	-
Consumo medio diario (KWh)	37	10
Vida útil rotores (h)	24.000,00	24.000,00

Tabla 18.40: Características de sistemas de inyección informadas por STM ecosystems
(STM Ecosystems, 2019)

18.12.2. Filtro de manga

Para la determinación de las características del equipo filtrante por filtro de manga se deben considerar las características granulométricas de las partículas filtradas. Como se puede ver en la figura 18.42 las cenizas volantes cuentan con un diámetro que ronda entre los 2 y 300 µm,

media 112,3 μm y con un segundo máximo local al rededor de los 10 μm (Yu et al., 2013). Por otro lado, los reactivos inyectados al sistema TGC mediante las instalaciones de inyección de sorbente seco cuentan con una dimensión entre 10 y 100 μm para la cal hidratada sin reaccionar (Fábio A. Cardoso, 2008) y dimensiones similares de sales formadas y carbón activado molido con el equipo de inyección (STM Ecosystems, 2019).

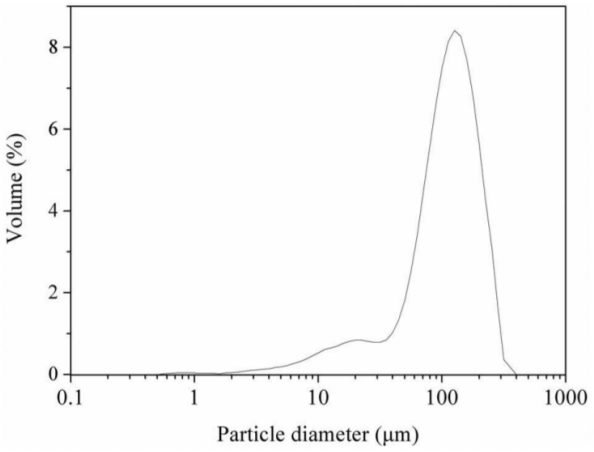


Figura 18.42: Distribución de granulometría de cenizas volantes.
(Yu et al., 2013)

Dada la granulometría y las condiciones de temperatura de operación (200 °C) y medio ácido se seleccionaron las mangas de aramida acido-resistentes para waste to energy de la empresa GORE® Filtration Products, hoja de producto disponible en el anexo X. Contando con un largo de 4,4 m y diámetro de 16,5 m el total de medio filtrante por manga es de 2,3 m^2 y una velocidad media de filtrado de 0,13 kg/m^2hora (relación gas tela). El calculo de la cantidad de mangas depende tanto del medio filtrante por manga como el requerimiento de área dado por la siguiente formula (Castillo, 2001)

$$A_f = \frac{Q}{V_f} \tag{18.30}$$

A_f : Área de filtración

Q : Caudal de aire con concentración de partículas

V_f : Velocidad de filtración, relación gas tela

Resultando en la necesidad de un equipo de filtro de manga de 1568 mangas separadas en 8 paquetes de mangas en un equipo de aproximadamente 5,76 MUSD de inversión incluyendo instalación y bomba de gases para compensar las perdidas de presión en el filtro generando un consumo de 1,04 MW y un costo total de operación y mantenimiento de 417.600 USD/año sin contar el autoconsumo(Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones. Gobierno de España, 2011).

CAPÍTULO 19: CONEXIÓN AL MEM

En una primera instancia, habiéndose definido la localización en Ceamse Norte III, se encontraron dos nodos cercanos, Rotonda y Suarez, ambos de 13,2 kV/132 kV. Tras realizarse un análisis sobre la carga que cada uno presentaba se concluyó que la conexión al nodo Rotonda era la opción superadora, dado que este era el más exigido de ambos por lo que la entrada del proyecto allí presentaba un mayor beneficio para la red eléctrica.

Posteriormente, habiendo definido que la potencia a inyectar en nodo era mayor a 20 MW y, teniendo en cuenta los requerimientos de conexión fijados por CAMESSA en cuanto a potencia de cortocircuito y la posibilidad de una potencial ampliación de planta futura, se optó por la transmisión en 132 kV en lugar de en 13,2 kV.

En pos de esta decisión, se vislumbró la posibilidad de realizar la conexión a las barras de 132 kV del nodo Rotonda, sin embargo, como puede verse en la figura a continuación, dicho nodo no posee espacio para la instalación de nuevos campos de conexión en esta tensión y la adquisición de nuevos terrenos en esta zona con alto grado de urbanización y densidad poblacional se vuelve una dificultad adicional. Lo mismo ocurre al analizar el nodo Suarez.

Ante esta situación, tomando en consideración la dificultad de conexión al nodo Rotonda y la necesidad de conexión en 132 kV, se realizó un relevamiento de los nodos más cercanos con tensión de arrollamiento de baja igual a 132 kV, el más cercano resulta ser el nodo Malaver, lo cual fue apropiadamente tenido en cuenta en el análisis de microlocalización.

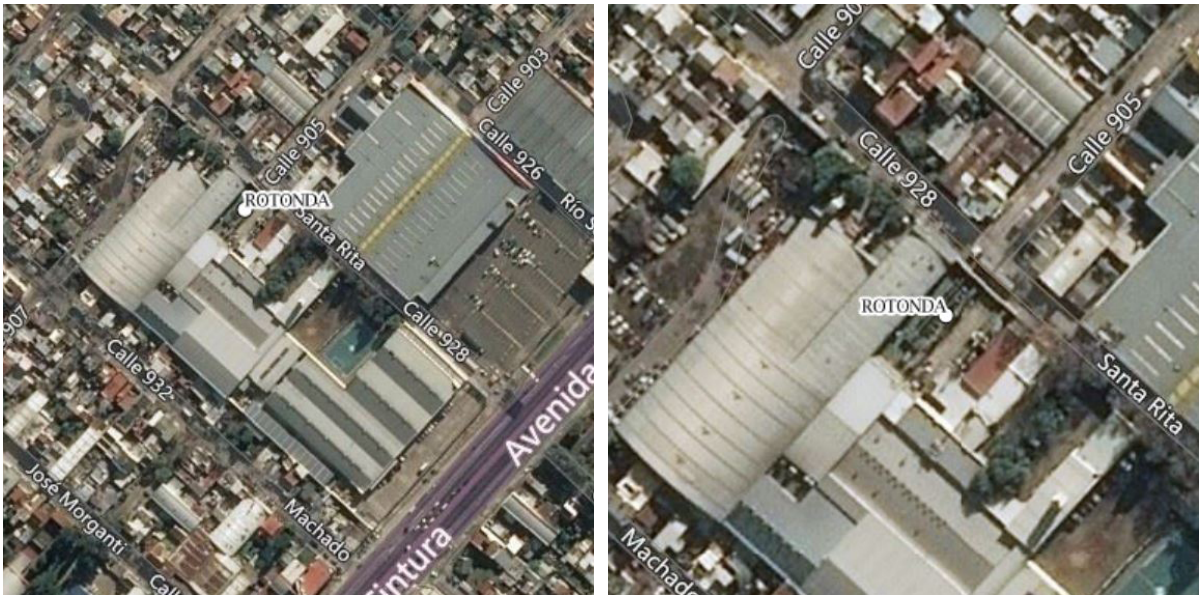


Figura 19.1: Imágen satelital nodo Rotonda.
(Geosadi CAMMESA, 2019)

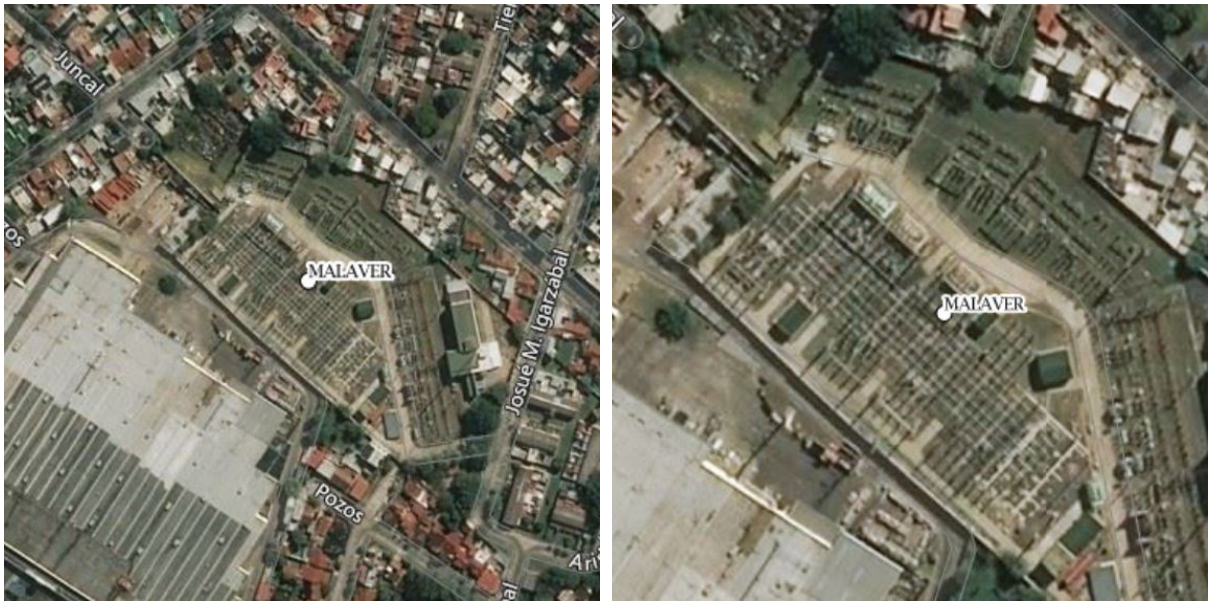


Figura 19.2: Imágen satelital nodo Malaver.
(Geosadi CAMMESA, 2019)

Para la determinación de la capacidad instalada en el nodo se contrastó la información obtenida de dos fuentes. En primer lugar, en la Guía de Referencia 2018-2022 de Edenor puede encontrarse el diagrama unifilar de nodo que muestra 3 transformadores de 300 MVA cada uno, todos ellos conectados a la barra superior. En segundo lugar, se contó con imágenes del sistema SCADA utilizado para control remoto de PLCs de la red eléctrica bajo control de SACME que muestra las conexiones en tiempo real, éste, al igual que la fuente anterior, también muestra 3 transformadores de 300 MVA cada uno, sin embargo, como puede verse en

la figura, el transformador 6 está conectado a la barra superior mientras que los transformadores 7 y 8 están conectados en paralelo a la barra inferior, esto tiene implicancias a la hora de conectarnos a un nodo u otro que serán analizados en la sección Nodo Malaver: Análisis de Escenario de Flujo.

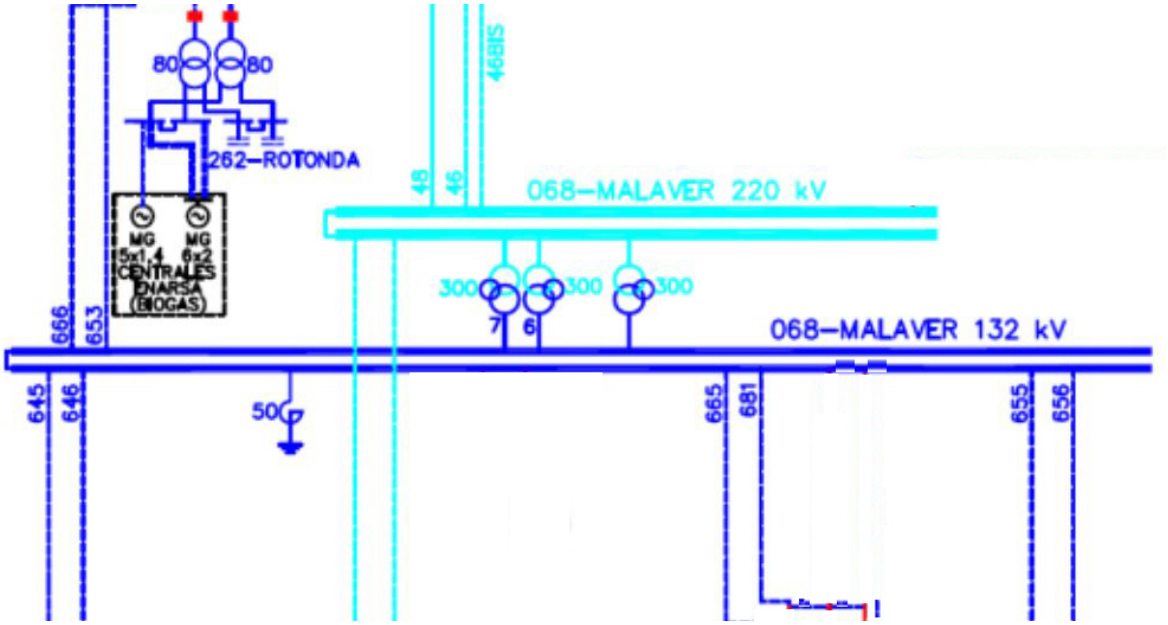


Figura 19.3: Diagrama unifilar nodo Malaver.
(Edenor, 2018)

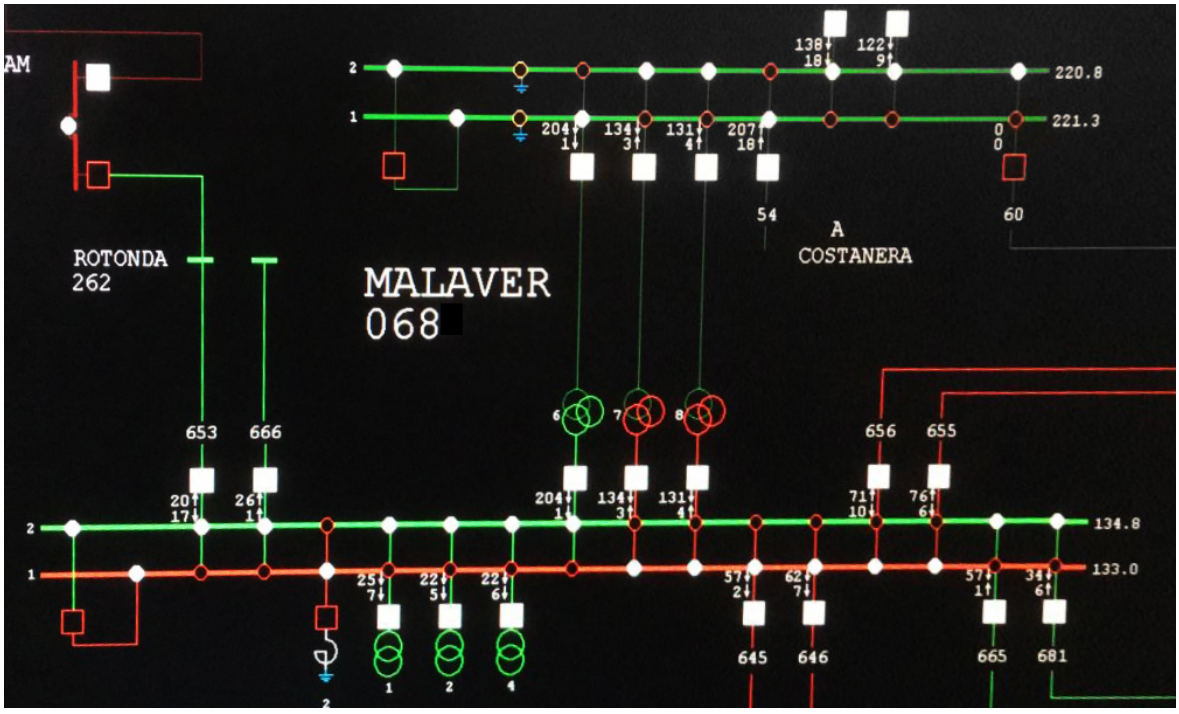


Figura 19.4: Diagrama unifilar nodo Malaver.
(SACME, 2019)

Respecto a la disponibilidad de terrenos en el nodo Malaver, se mantuvo una reunión con el Especialista en Planificación de Red de Alta Tensión de Edenor, Ing. Daniel Fazzito, quién indicó un posible terreno para la instalación del campo de conexión necesario para la entrega de la energía generada por nuestro proyecto. A continuación se muestra dicho terreno en la zona que abarca el nodo Malaver.

Figura 19.5: Terreno disponible en nodo Malaver.
(Geosadi CAMMESA, 2019)

19.1. Nodo Malaver: Análisis de Escenario de Flujo

En este apartado se analizará la situación de carga de la potencia instalada en el nodo Malaver en base a datos proveídos por el ingeniero de Sistemas de Potencia Darío Barochiner de SACME, compañía que opera y monitorea este sector de la red.

19.1.1. Escenario actual

En base a mediciones tomadas por el sistema SCADA de SACME cada 15 minutos entre los días 1 de Junio de 2018 y 30 de Abril de 2019 para los transformadores 6, 7 y 8, de 300 MVA de potencia aparente cada uno, se obtiene la monótona para el transformador 6 individualmente y para los transformadores 7 y 8 en conjunto, ya que como se explicó anteriormente estos se encuentran conectados en paralelo. Este esquema de conexión provoca que la capacidad del transformador 6 se mantenga en 300 MVA y que la capacidad del conjunto de transformadores 7 y 8 sea equivalente a 600 MVA de potencia aparente.

En las figuras a continuación, un valor positivo en el eje de ordenadas significa que el nodo importa energía de 220 kV a 132 kV y un valor negativo significa que el nodo exporta energía de 132 kV a 220 kV.

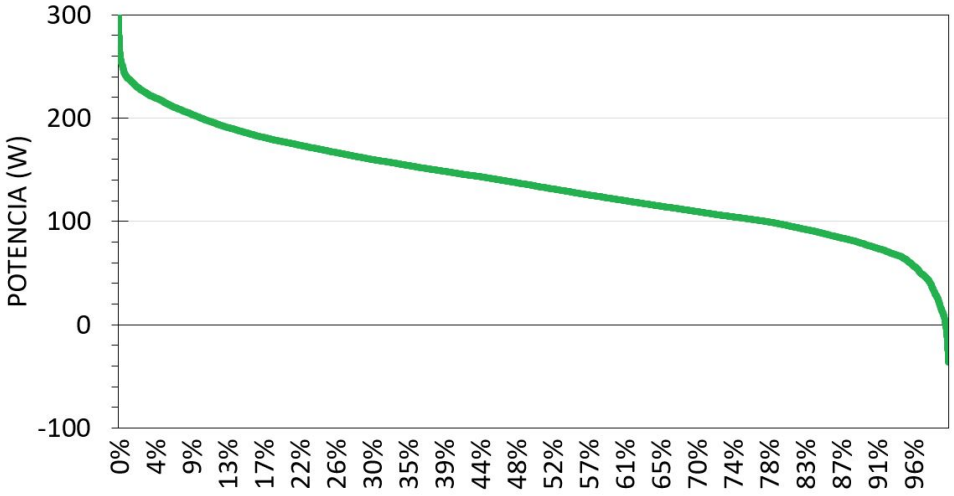


Figura 19.6: Monótona Traf. 6, nodo Malaver.
Elaboración propia en base a datos SACME.

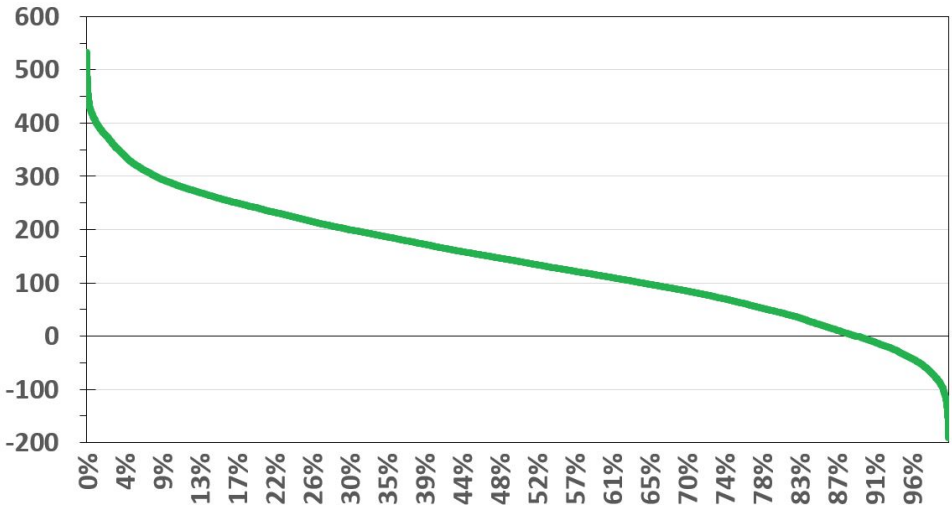


Figura 19.7: Monótona Traf. 7 y 8, nodo Malaver.
Elaboración propia en base a datos SACME.

En primer lugar, como puede observarse en los gráficos, el transformador 6 es importador de energía más del 99 % del tiempo evaluado, mientras que el conjunto de transformadores 7 y 8 importa energía aproximadamente un 90 % del mismo tiempo. La potencia promedio que ocupó al transformador 6 en este período es de 135,9 MW en posición de importador con pico máximo de 298 MW el 28/01/2019 mientras que la potencia promedio que ocupó al transformador conjunto 7 y 8 es de 143 MW con pico máximo de 533 MW el 17/01/2019.

A partir de este análisis podemos concluir que, si bien los picos de potencia son similares en ambos, es el transformador 6 aquel que importa energía durante una mayor proporción del tiempo y, además, presenta un nivel de aprovechamiento mayor (45 % en promedio vs. 24 % en promedio para el conjunto de transformadores 7 y 8).

19.2. Ingreso del presente proyecto

A partir de la demanda en nodo de 26,65 MW se puede analizar cuál sería el resultado del ingreso de nuestro proyecto el día 1 de Junio de 2018. En la siguiente figura podemos ver cómo varía la monótona del transformador 6 al inyectarse la energía eléctrica producida por la planta de termovalorización de RSU.

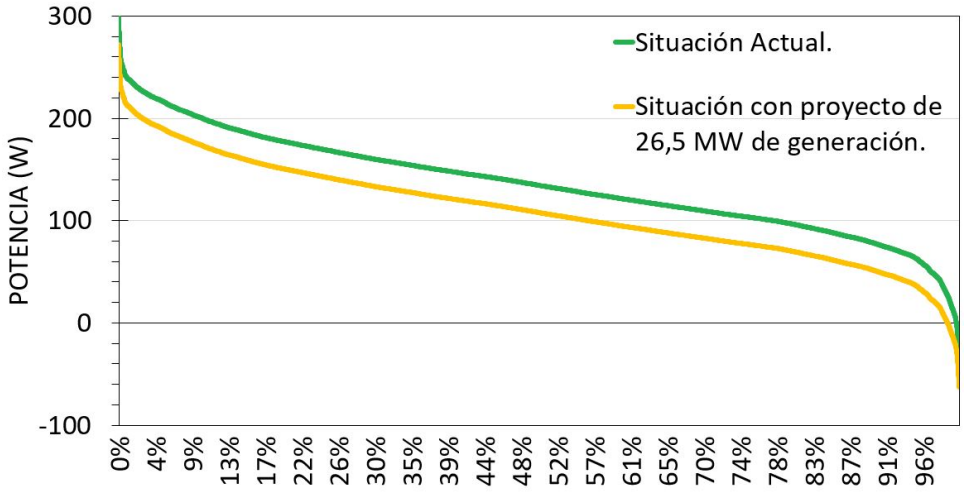


Figura 19.8: Monótona Traf. 6, nodo Malaver.
Elaboración propia en base a datos SACME.

Si bien la variación en la proporción de tiempo en el que el transformador se comporta como importador es despreciable, la potencia promedio que ocupa al transformador 6 durante el plazo estudiado se reduce hasta los 108,9 MW y el pico máximo se encuentra en una potencia de 271,75 MW.

Podemos concluir que el proyecto, con conexión en el transformador 6 de Malaver, colabora con el sistema eléctrico reduciendo la carga del transformador tanto en promedio a lo largo del período analizado como los picos de requerimiento de potencia.

19.3. Ingreso al MEM, acceso a la capacidad de transporte e implicancias sobre nuestro proyecto

Es importante conocer las condiciones de ingreso al mercado eléctrico tanto generales como del proyecto en particular, dado que las regulaciones allí existentes definirán tanto las condiciones necesarias para comenzar a operar como las restricciones o prohicinoes a la hora de la venta.

19.3.1. Nuevo agente del MEM

Toda empresa, para actuar como Agente Generador del MEM, debe obtener, de la Secretaría de Energía, la correspondiente habilitación. La solicitud de habilitación debe ser presentada por la empresa o proyecto interesado, entendiendo por tal al sujeto de derecho titular de las instalaciones que integran un establecimiento o planta destinado a la actividad de generación. El proyecto que aspire a convertirse en Agente del MEM o a adquirir tal carácter

por una actividad distinta a aquella en relación a la cual es Agente o a incorporar instalaciones ya existentes pero no incluidas en el Mercado o a incorporar otros puntos de intercambio físico o de conexión, debe obtener la autorización de la Secretaría de Energía. Para esto debe presentar la solicitud de habilitación, iniciando el correspondiente expediente ante la Mesa de Entradas del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos (de acuerdo con lo establecido en el punto 3.5.1. para Generadores, Cogeneradores). Simultáneamente debe presentar al Organismo Encargado del Despacho (OED) una solicitud pidiendo la verificación del cumplimiento de las condiciones requeridas para la administración de sus transacciones y despacho de su energía y potencia dentro del MEM. Para ingresar al SISTEMA DE INTERCONEXION (SADI) - se trate del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión o de algún Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal - el solicitante, debe cumplir complementariamente con los requisitos establecidos en el Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte.

19.3.2. Solicitud de acceso a la capacidad existente

En esta primer sección se presentan los documentos requeridos para proceder con las distintas etapas de interconexión al nodo. Se utiliza como referencia el documento proveído por CAMMESA llamado Los Procedimientos y la Resolución ENRE N° 0144/2012 presente en el Boletín Oficial N° 32.431 correspondiente al procedimiento de interconexión realizado por ENARSA para la conexión de la Central Térmica San Miguel ubicada en el Complejo Ambiental Norte III. Debe presentarse una Nota de Entrada remitiendo la Solicitud de Acceso y Ampliación a la Capacidad de Transporte de la red de Distribución de 132 kV, tensión en la que se transportará la energía hasta el nodo Malaver. La Solicitud de Acceso debe presentarse según los términos del apartado “Acceso a la Capacidad de Transporte Existente” y “Ampliaciones de la Capacidad de Transporte por Contratos Entre Partes” presente en el Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica.

Para la solicitud de Acceso a la Capacidad de Transporte Existente deben cumplirse los siguientes puntos especificados en el artículo 2 del Reglamento mencionado:

1. Descripción y características técnicas de las instalaciones existentes de vinculación del usuario con el sistema de transporte.
2. Descripción técnica de las instalaciones y aparatos a conectar al sistema de transporte, o del cambio a realizar en una conexión existente, y su ubicación.
3. Fecha de habilitación del servicio requerido por el usuario y, de corresponder, el cronograma de construcción de sus instalaciones.

4. Requerimientos de servicio de transporte en energía y potencia por período estacional semestral para los próximos cuatro años y estimados para los siguientes seis.
5. Estudios del sistema de transporte, en estado permanente y ante transitorios electromecánicos y electromagnéticos, en su área de influencia, necesarios para verificar la factibilidad técnica de la solicitud.

Para la solicitud de Ampliaciones de la Capacidad de Transporte deben cumplirse los siguientes puntos especificados en el artículo 9 del Reglamento mencionado:

1. Descripción y características técnicas de las instalaciones existentes de vinculación del usuario con el sistema de transporte.
2. Descripción y característica del anteproyecto técnico del Contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento (COM).
3. Conformación del grupo empresario, si lo hubiere, que actuará como comitente en el Contrato COM.
4. Fecha de habilitación requerida por el usuario para el servicio y, de corresponder, el cronograma de construcción de sus instalaciones.
5. Requerimientos de servicio de transporte en energía y potencia por período estacional semestral para los próximos cuatro años y los estimados para los siguientes seis años.
6. Estudios del sistema de transporte, en estado permanente y ante transitorios electromecánicos y electromagnéticos, en su área de influencia, necesarios para verificar la factibilidad técnica de la solicitud

Como se pudo constatar con los distintos expertos consultados, el proyecto en cuestión presenta características similares a otros proyectos generadores actualmente en funcionamiento en Buenos Aires por lo que no se encuentran puntos relevantes que analizar sobre los requerimientos arriba mencionados. Resta realizar el análisis de capacidad del punto de conexión, el cual se hará a continuación.

19.4. Estación transformadora en planta

La energía eléctrica proveniente del generador, unos 29,15 MW, se encuentran a 10,5 kV de tensión, por lo tanto, es necesario transformarla a 132 kV para transportarla hasta el nodo Malaver. Como se analizó en la Sección Balance de Masa, tomando en consideración una

potencia para autoconsumo de 2,31 MW, a la estación transformadora de 10,5 kV/132 kV ubicada en la planta llegan aproximadamente 26,84 MW. A continuación se realiza el análisis de los equipos necesarios en dicha estación. A continuación podemos observar un plano de la estación transformadora y el detalle de cada uno de los equipos.

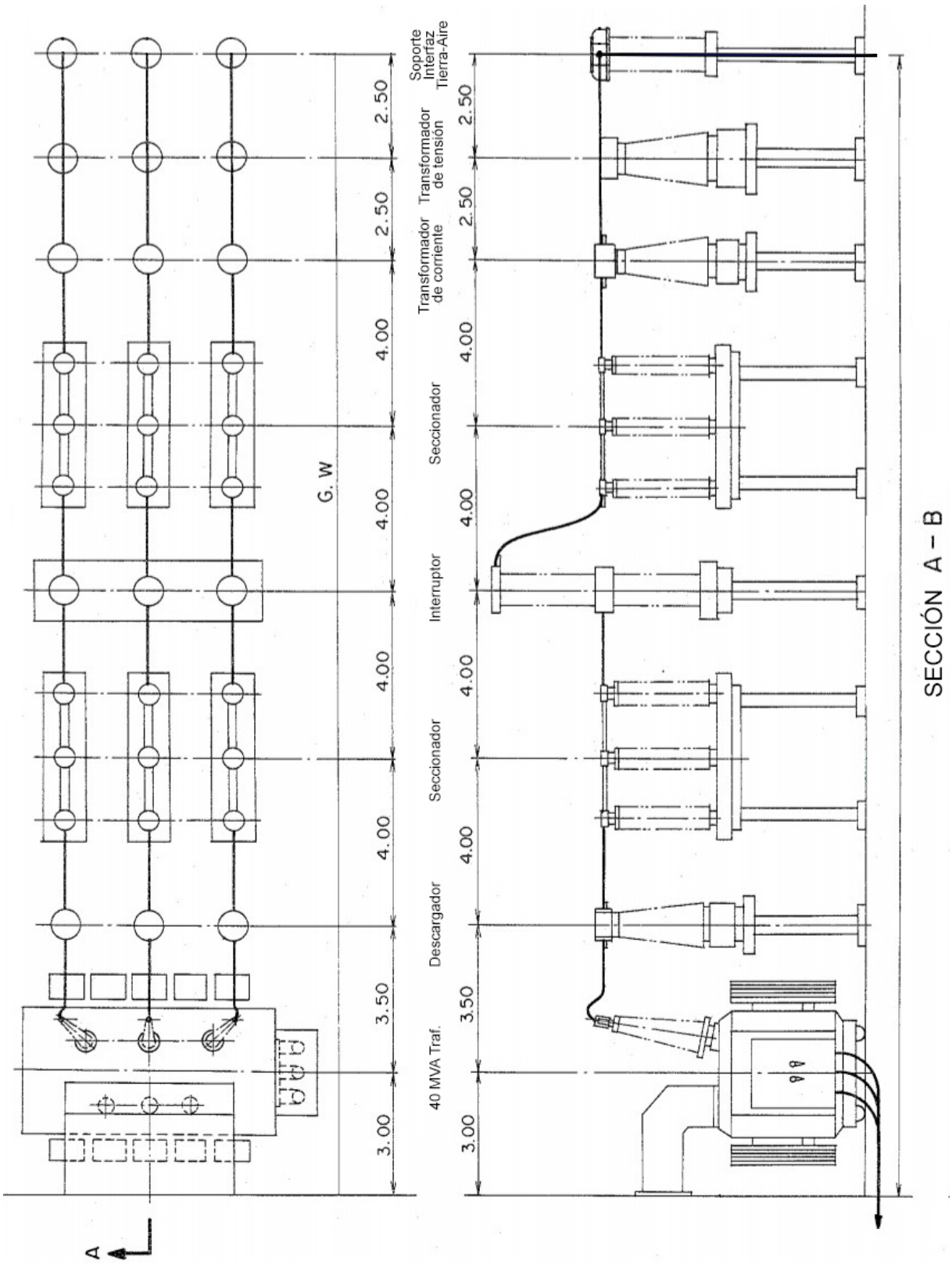


Figura 19.9: Plano de Estación Transformadora.
(Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones. Gobierno de España, 2011)

19.4.1. Blindobarras

En primer lugar, tendremos los 3 cables provenientes del generador, estos se conectarán cada uno a una blindobarra, un elemento conductor principalmente hecho de cobre o aluminio que utilizaremos para conectarnos a los bornes de baja tensión del transformador.

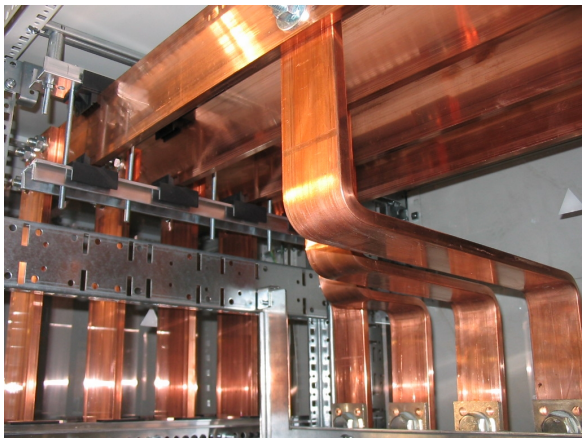


Figura 19.10: Blindobarras de cobre para aplicaciones de alta tensión.
(Centra Ingeniería, 2018)

Se elige la condición de conducción mas severa que es aquella donde el aislamiento externo de la blindobarra es sellado y no permite la circulación de aire. Se encuentra que blindobarras con placa de 32x5 mm^2 soportan corrientes de hasta 400 A cada una, suficiente para los requerimientos actuales. (Legrand Power Guide, 2009) Las tres blindobarras elegidas consisten en placas de cobre de 99,9 % de pureza aislados en toda su longitud con pintura superficial y sostenidos por soportes aislantes de porcelana o resina polímera, diseñadas para intensidades nominales de hasta 5000 A y tension de aislamiento de hasta 36 kV con un grado de protección I-55.

19.4.2. Transformador 10,5 kV/132 kV

El transformador a utilizar será de 40 MVA, una potencia comercialmente habitual, con una impedancia de 10,5 % de 10,5 kV/132 kV, esta tensión de entrada si bien no es habitual en transformación de distribución si lo es en transformación a salida de generadores. Las pérdidas generadas en este equipo se analizarán en la sección Pérdidas Eléctricas Totales. A continuación se muestran las especificaciones del transformador:

Transformador de potencia			
Características Nominales			
Capacidad		40000000	VA
Tension	HV	132000	V
	LV	10500	V
Corriente	HV	174.954627	A
	LV	2199.4296	A
Impedancia		10.5	%
No load losses		25000	W
Full load losses		126000	W

Tabla 19.1: Transformador de potencia
(Daelim Tech CO., 2019)

Figura 19.11: Transformador de potencia
(Daelim Tech CO., 2019)

19.4.3. Descargadores

El descargador de sobretensión protege la instalación aguas arriba (transformador 13,2 kV/132 kV y generador) contra descargas atmosféricas que puedan ocurrir en la subestación como en el terreno cercano. Los descargadores de sobretensión seleccionados estan fabricados en óxido de zinc sellados con porcelana y GIS. Puede trabajar en temperaturas ambiente entre -40°C y 40°C, frecuencias entre 48 y 60 Hz y tolera vientos de hasta 45 m/s. (TCI Insulator, 2019)

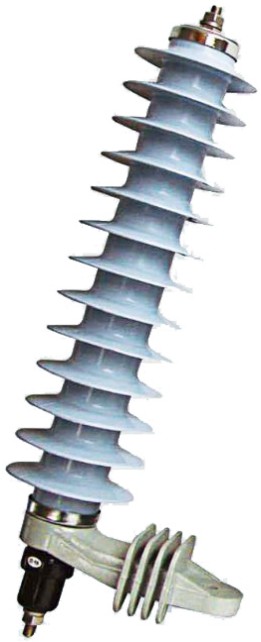


Figura 19.12: Descargador de sobretensión.
(TCI Insulator, 2019)

19.4.4. Seccionadores

El seccionador es un componente que permite separar un circuito dejando aislados un lado del otro, para esto debe haberse interrumpido la potencia a ambos lados previamente. El seccionador elegido es de dos columnas giratorias con borne de conexión cilíndrica y apertura central. Utiliza partes conductoras de cobre electrolítico y aisladores de porcelana. El equipo se suministra con cuchillas de puesta a tierra. Esta preparado para una vida útil de 10.000 maniobras y soporta corrientes de hasta 2750 A.

Figura 19.13: Seccionador
(Manufacturas Eléctricas S.A., 2019)

19.4.5. Interruptores

El interruptor es un equipo de maniobra que interrumpe y cierra los circuitos eléctricos. Permite realizar maniobras con corriente circulante en el equipo. El interruptor elegido posee una tensión nominal de 145 kV, una cámara de extinción de arco por polo e SF6 y requiere mantenimiento a los 25 años de operación. (Siemens, 2019)

Figura 19.14: Interruptor de alta tensión.
(Siemens, 2019)

19.4.6. Transformador de Corriente

El transformador de corriente convierte la intensidad de la linea de alta tensión a valores medibles por contadores y protecciones. En el equipo elegido, LB-145, las partes activas se sitúan en la parte inferior, el conductor primario tiene forma de horquilla y sobre él se coloca el aislamiento principal de papel aceite, incluyendo varias pantallas condensadoras intermedias para una correcta distribución del campo eléctrico. Está preparado para operar en temperaturas entre -55°C y 55°C, no requiere mantenimiento y trabaja a una tensión nominal de 145 kV. (Arteche, 2019a)

Figura 19.15: Transformador de corriente para realizar mediciones.
(Arteche, 2019a)

19.4.7. Transformador de Tensión

El transformador de tensión convierte la tensión de la linea de alta tensión a valores medibles por contadores y protecciones. En el equipo elegido, UTE-145, las partes activas se sitúan en la parte inferior, el conductor primario tiene forma de horquilla y sobre él se coloca el aislamiento principal de papel aceite, incluyendo varias pantallas condensadoras intermedias para una correcta distribución del campo eléctrico. Está preparado para operar en temperaturas entre -55°C y 55°C, no requiere mantenimiento y trabaja a una tensión nominal de 145 kV.

Figura 19.16: Transformador de tensión para realizar mediciones.
(Arteche, 2019b)

19.4.8. Puesta a tierra

La función es la de drenar la energía liberada en caso de una descarga atmosférica en los cables de energía o en los de guardia. En este caso, la puesta a tierra atravesará la fundación por medio de un caño de PVC. La jabalina se instalará a una profundidad de 0,5 m. (Domingo, Isikawa, Laguingue, Machicote, Marconi, 2018)

19.5. Electroducto

En este apartado es importante considerar tanto los equipos a utilizar como la obra civil con todas las implicancias, que imprimen una dificultad adicional al proyecto.

19.5.1. Ubicación y Obra Civil

El tendido será construido entre la planta generadora y el nodo de conexión y se hará de forma soterrada. Dentro del predio del CEAMSE las lineas de transmisión seguirán el trazado de los caminos internos buscando minimizar la distancia entre la planta generadora y el punto de encuentro con el camino del Buen Ayre de la misma forma que . Se realizará el cruce de este camino y se continuará con el trazado siguiendo las calles de la zona urbanizada hasta alcanzar el nodo Malaver. En todo momento los electroductos serán instalados a 1,5 metros de profundidad

en las fosas existentes para este fin del trazado urbano en cumplimiento de la norma establecida por la Provincia de Buenos Aires. El recorrido descripto se muestra en el siguiente mapa:

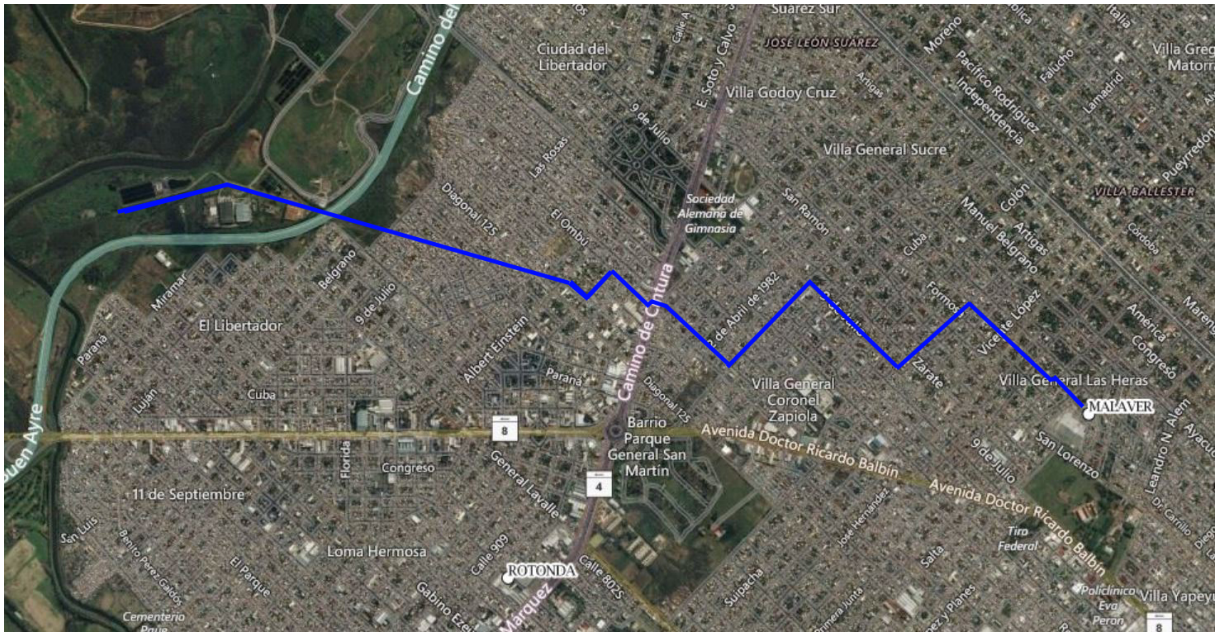
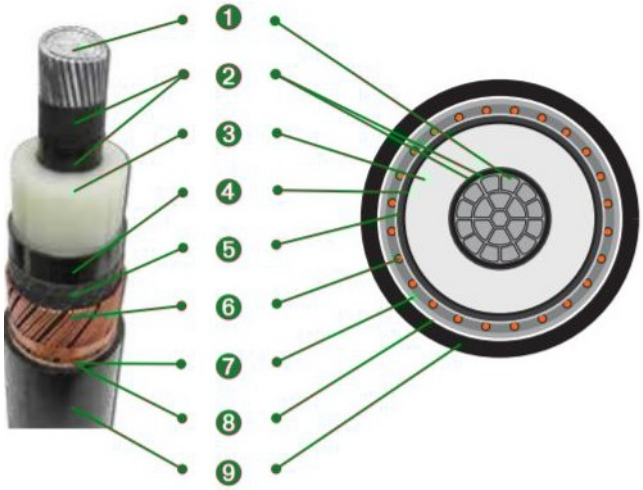


Figura 19.17: Trazo de electroducto de 132 kV entre el proyecto y el nodo Malaver. Elaboración propia sobre mapa Geosadi CAMESSA.

19.5.2. Equipamiento

El sistema de electroducto a construir estará conformado 8 kilómetros de UN (1) circuito trifásico de cables tipo monoconductor de aluminio, aislación XLPE, pantalla de alambres de cobre y cubierta de polietileno de alta densidad con voltaje nominal entre 132 kV y 138 kV. Se selecciona uno de sección 400 mm^2 para conducir una corriente de 123 A. Este cable tiene una resistencia de 0,0778 ohm/km a una temperatura de 20°C, aplicando la formula de corrección por temperatura para una temperatura máxima de servicio de 90°C obtenemos una resistencia de 0,1059 ohm/km.



1. CONDUCTOR: aluminio compactado.
2. CAPA SEMICONDUCTIVA INTERNA: cinta semiconductora aplicada helicoidalmente sobre el conductor (opcional) más una capa extruida de compuesto semiconductivo termoestable.
3. AISLACIÓN: polietileno reticulado (XLPE), aplicado por proceso de triple extrusión verdadera.
4. CAPA SEMICONDUCTIVA EXTERNA extruida con un compuesto semiconductivo termoestable, adherido a la aislación.
5. CINTA SEMICONDUCTIVA bloqueadora de agua.
6. PANTALLA METÁLICA formada por alambres de cobre aplicadas helicoidalmente que suma una sección equivalente a 150 mm². Otras secciones a pedido.
7. CAPA BLOQUEADORA LONGITUDINAL de agua realizada mediante cinta.
8. CAPA BLOQUEADORA RADIAL DE AGUA: cinta de aluminio con copolímero, aplicada longitudinalmente. Debe conectarse al mismo sistema que la pantalla metálica.
9. CUBIERTA EXTERIOR: polietileno de alta densidad de color negro.

Figura 19.18: Electroducto monoconductor.
(General Cable Cocesa, 2019)

19.6. Conexión al nodo

La energía eléctrica proveniente del electroducto se encuentra a 132 kV de tensión. Para la conexión al nodo se utiliza un campo de conexión a construir en el terreno disponible mostrado anteriormente. A continuación podemos observar un plano del campo de conexión necesario y una imagen satelital del terreno donde se ubicará.

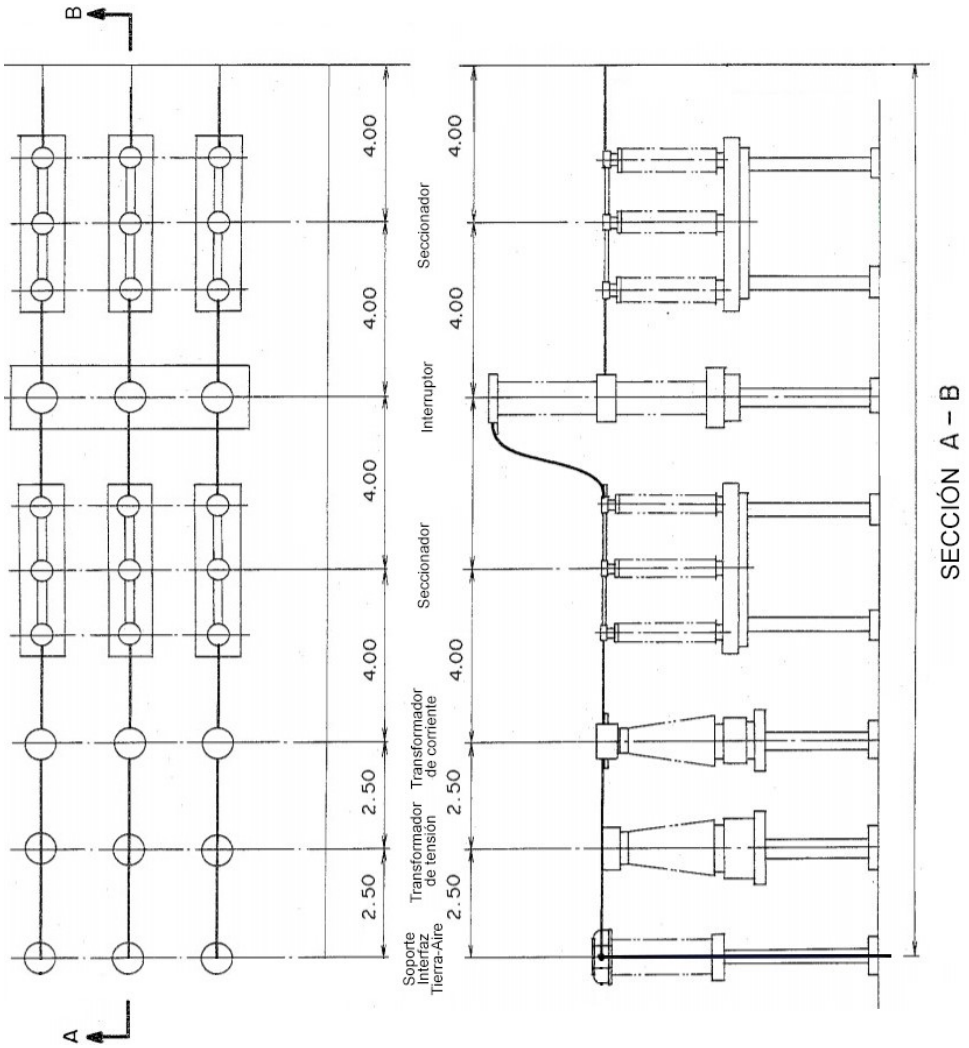


Figura 19.19: Plano del campo de conexión para el proyecto en nodo Malaver.
Elaboración propia en base a plano JICA.

Figura 19.20: Imágen satelital terreno para Campo de Conexión nodo Malaver.
(Geosadi CAMMESA, 2019)

19.6.1. Equipamiento

Los equipos a instalar en este campo de conexión son un soporte de interfaz tierra-aire que recibe los electroductos provenientes del proyecto de generación, un transformador de tensión, un transformador de corriente, un seccionador, un interruptor y un último seccionador a la salida del cuál los cables se conectan a la barra inferior del nodo Malaver como se muestra en el siguiente diagrama unifilar.

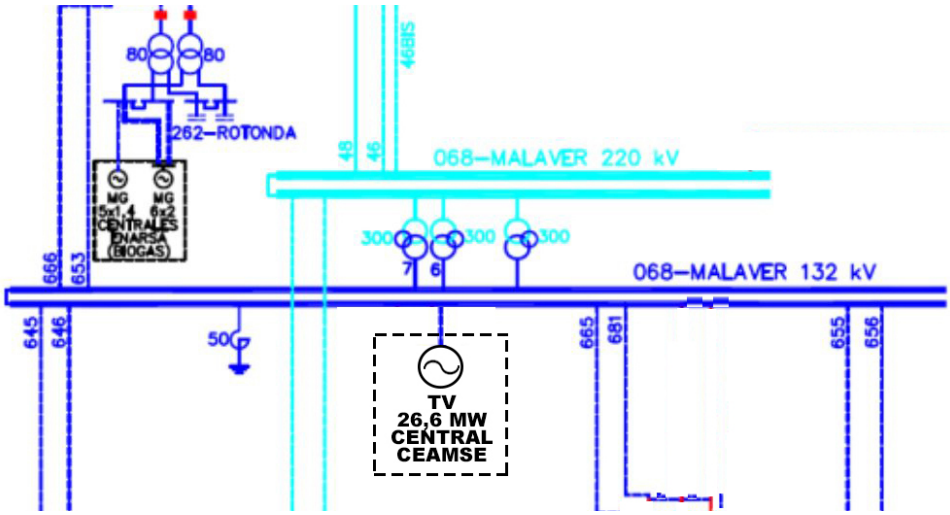


Figura 19.21: Diagrama unifilar de nodo Malaver con el proyecto.
Elaboración propia sobre diagrama Guia de Referencia Edenor 2018-2022.

19.7. Pérdidas eléctricas en transformación y conexión de alta tensión

En este apartado se analizarán las pérdidas partidas en los dos fenómenos más notorios que las generan.

19.7.1. Pérdidas de potencia en transformador

A la salida del generador se encuentra una tensión de 10,5 kV y 2062 A de corriente trifásica tomando un coseno phi de 0,8. Esta es la corriente que llegará al transformador. En primer lugar, en el trasformador de 10,5 kV/132 kV de 40 MVA de potencia aparente, existen pérdidas por corriente de Foucalt y por histéresis denominadas, en conjunto, pérdidas en el hierro, y a su vez existen pérdidas por corriente en el bobinado por efecto Joule denominadas pérdidas en el cobre. Para cuantificar las pérdidas en operación con esta corriente, el proveedor Daelim Green EP Tech. Co. suministra los resultados de los ensayos de vacío y cortocircuito que realiza sobre el transformador, los que pueden encontrarse en detalle en el apartado Transformador 10,5 kV/132 kV de la sección Estación Transformadora en Planta. Las pérdidas en vacío o No Load

Losses suman un total de 25 kW mientras que las pérdidas de cortocircuito o Load Losses suman 126 kW.

Mientras que las No Load Losses son constantes para cualquier grado de aprovechamiento de la potencia del transformador, las Load Losses se obtienen induciendo corriente nominal en el arrollado primario, esto quiere decir, induciendo la máxima corriente que el arrollado puede tolerar. A raíz de esto, se deduce que si la potencia utilizada es menor a la potencia nominal, la corriente en el arrollado será menor a la corriente nominal y, por lo tanto, las Load Losses durante operación serán menores a las Load Losses suministradas por el proveedor.

En conclusión, teniendo en cuenta una salida de potencia del generador de 29,15 MW, de los cuáles se utilizan 2,3 MW para autoconsumo, podemos afirmar que ingresan al transformador 26,851 MW, sustraemos las Load Losses y No Load Losses que totalizan 0,151 MW, y obtenemos una potencia a la salida de 26,7 MW.

19.7.2. Pérdidas de potencia en transporte

Tomando la potencia de 26,69 MW a la salida del transformador, obtenemos una corriente de 123,6 A en el electroducto.

Teniendo en cuenta la ecuación de pérdidas en conductores que puede verse a continuación procederemos a calcular las pérdidas generadas en nuestro caso.

$$P_{Joule} = 3 * R_{Cable} * I^2 \quad [H] \tag{19.1}$$

Donde:

- P_{Joule} : *Pérdida en Watts*
- R_{Cable} : *Resistencia propia del cable*
- I : *corriente*

Habiendo definido un eléctroducto compuesto por un circuito de 3 cables monoconductores de 8 kilometros, de Aluminio con pantalla de cobre dispuesto de forma helicoidal, de sección de 400 mm^2 y resistencia de 0,1058 ohm/km, podemos calcular las pérdidas por transporte en 0,04 MW obteniéndose 26,65 MW en el nodo Malaver.

En la sección de Costos se definirán las inversiones y costos operativos de la instalación global.

19.8. Despacho de la Capacidad Regulante y Regulación de Frecuencia

CAMMESA debe, en cada instante, buscar el equilibrio entre la producción y demanda de energía asegurando la calidad de servicio, lo que implica mantener tanto los niveles de tensión como de frecuencia en todos los puntos de conexión dentro de los limites definidos. Mientras que la tensión depende del punto de ubicación en la red eléctrica (13,2 kV, 132 kV, 220 kV, etc.), la frecuencia de referencia se mantiene constante en 50 Hz para todo el sistema.

En caso de producirse una disminución en la potencia eléctrica demandada por el sistema, el par electromagnético en los generadores disminuirá, produciéndose una aceleración en el eje de, por ejemplo, una turbina de vapor y, por tanto, produciéndose un aumento de la frecuencia, la situación inversa ocurre si hay un aumento en la demanda de potencia eléctrica. Es por esto que resulta necesario para CAMMESA el uso de un control que regule la potencia inyectada para amortiguar las variaciones de la frecuencia provocadas por las variaciones de la demanda. Para realizar esto, existen reservas de potencia destinadas a la regulación. (Soto, 2019)

Se define en los Procedimientos tanto la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), aquella reserva de potencia destinada a la regulación rápida que debe tener un tiempo de respuesta menor a 30 segundos, como la Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF), aquella reserva de potencia destinada a la regulación que actúa en los primeros minutos posteriores a la perturbación y cuya función es absorber las variaciones en la demanda que provocaron el desequilibrio. Como se establece en el apartado 3.2.3.6. Despacho de la Capacidad Regulante de Los Procedimientos suministrados por CAMMESA, los generadores del MEM participarán en la regulación primaria y secundaria de frecuencia en función de los equipos de sus plantas, siempre y cuándo así lo deseen.

Para poder formar parte de la planta regulante se debe cumplir con los siguientes requisitos técnicos establecidos en el Anexo 23 Regulación Primaria de Frecuencia:

1. Estatismo permanente (relación entre la variación de frecuencia y la variación que debe ser impuesta a las válvulas de control de la turbina para compensar) entre el 4 y el 7 %
2. Banda muerta inferior al 0,1 % (0,05 Hz).
3. Tiempo de establecimiento (tiempo necesario para ingresar en la banda del +/-5 % del valor final) del lazo de regulación de velocidad no mayor que 30 segundos.
4. Poder reducir o entregar por acción automática de su sistema de regulación de potencia frecuencia como mínimo el +/- 5 % de la potencia despachada, dentro de todo el rango de generación.

5. Rango de frecuencia admisible de operación de la unidad, sin la actuación de relés instantáneos de desconexión, entre 47,5Hz y 52Hz.
6. Rango de frecuencia admisible de operacion de la unidad, sin la actuación de relés temporizados de desconexión para un ajuste de hasta 20 segundos, entre 48 Hz y 51,5 Hz.
7. Rango de frecuencia admisible de operación de la unidad, sin límite de tiempo, entre 49Hz y 51Hz.

La regulación primaria de frecuencia y la reserva rotante asociada son compromisos de calidad de servicio que asumen los Generadores, de acuerdo a las condiciones establecidas en la programación estacional. Todos los Generadores del MEM son responsables de mantener esa calidad de suministro por sí mismos, con reserva propia en sus máquinas, o a través del pago que realicen a otro Generador por dicho servicio por la reserva que aporta en su reemplazo.

Para cada hora, si la Reserva Rotativa requerida en el MEM, de acuerdo a lo acordado en la programación estacional, representa un porcentaje de la generación total, a cada unidad generadora le corresponde participar por ese porcentaje de su generación.

En consecuencia, cada máquina se encontrará aportando a la regulación primaria de frecuencia, con una RR que podrá ser cero, y/o:

1. Pagando por la reserva que no aporta, si la RR en la máquina es menor que r %;
2. Cobrando por el excedente que aporta si su RR es mayor que ri %.

Só1o las unidades generadores del MEM habilitadas para la RPF podrán aportar en la operación a la RR, debiendo los restantes en cambio participar en la RPF a través del pago por la reserva que no aportan.

En las plantas de generación eléctrica, el generador gira bajo acción de dos pares, el par mecánico generado por, por ejemplo, una turbina, que tiende a acelerarlo, y el par electromagnético, que tiende a frenarlo.

Las turbinas de vapor, como la del presente proyecto, tienen un mecanismo de control para modificar la posición de las válvulas a la entrada de la turbina y, esto, genera un cambio en la potencia mecánica de salida.

El sistema de control tiene dos funciones, control normal de carga-velocidad para evitar embalamiento y control de sobrevelocidad, el cuál permite controlar la velocidad ante

disminuciones de la carga demandada, esto quiere decir, ante la ocurrencia de una reducción en el par electromagnético ejercido sobre el generador. El sistema de control estará caracterizado por una constante R conocida como estatismo de un generador y es igual a la relación entre el incremento relativo de velocidad de rotación y el incremento relativo de potencia.

Si tomamos el ejemplo de las cargas puramente resistivas, estas incrementan la demanda pero no generan cambios en la frecuencia, sin embargo, otras cargas como los ventiladores y bombas generan tanto un aumento de la demanda como de la frecuencia.

En el caso de las turbinas de vapor, veremos que el sistema de control posee un retraso en el ajuste de la potencia de la turbina y que este depende de la complejidad del sistema. Como puede verse en la siguiente figura, en el caso de las turbinas simples la reacción es más rápida mientras que en turbinas con etapas de recalentamiento vemos un retraso en el tiempo de respuesta.

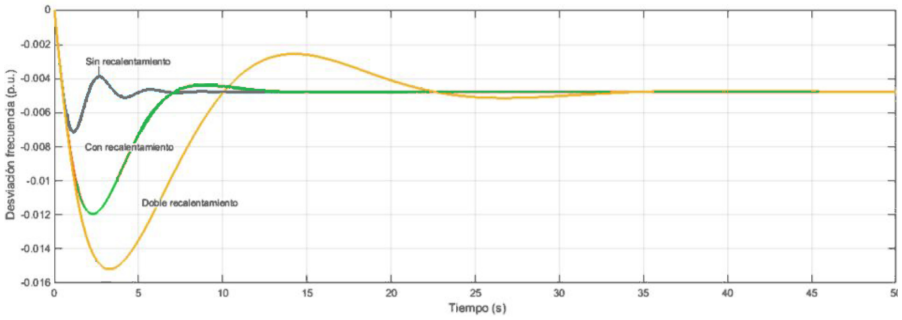


Figura 19.22: Frecuencia y reacción de turbinas
(CAMMESA, 2019b)

Cuando la frecuencia a regular no es solo la propia sino la del sistema eléctrico mayorista, la situación se complejiza, por lo que CAMMESA realiza simulaciones de distintos escenarios para calcular la RPF y RSF necesaria frente a cambios en la demanda en distintos puntos de la red. La reserva de potencia para regulación de frecuencia tanto primaria como secundaria esta compuesta por distintos tipos de generadores entre los que podemos encontrar turbinas de gas, turbinas de vapor y turbinas hidráulicas. En la siguiente figura podemos observar un esquema conceptual de la composición del parque de reserva de potencia y el lazo de control que lo regula.

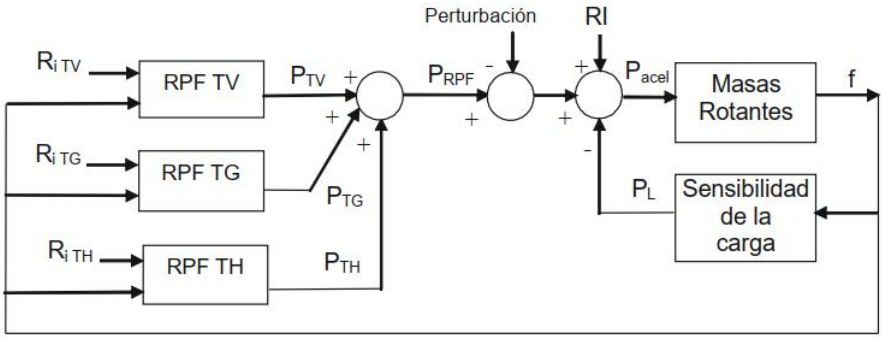


Figura 19.23: Parque de reserva de potencia
(CAMMESA, 2019b)

A continuación se detalla el resultado de una de las simulaciones realizadas por CAMESSA sobre la repuesta de la frecuencia a una perturbación.

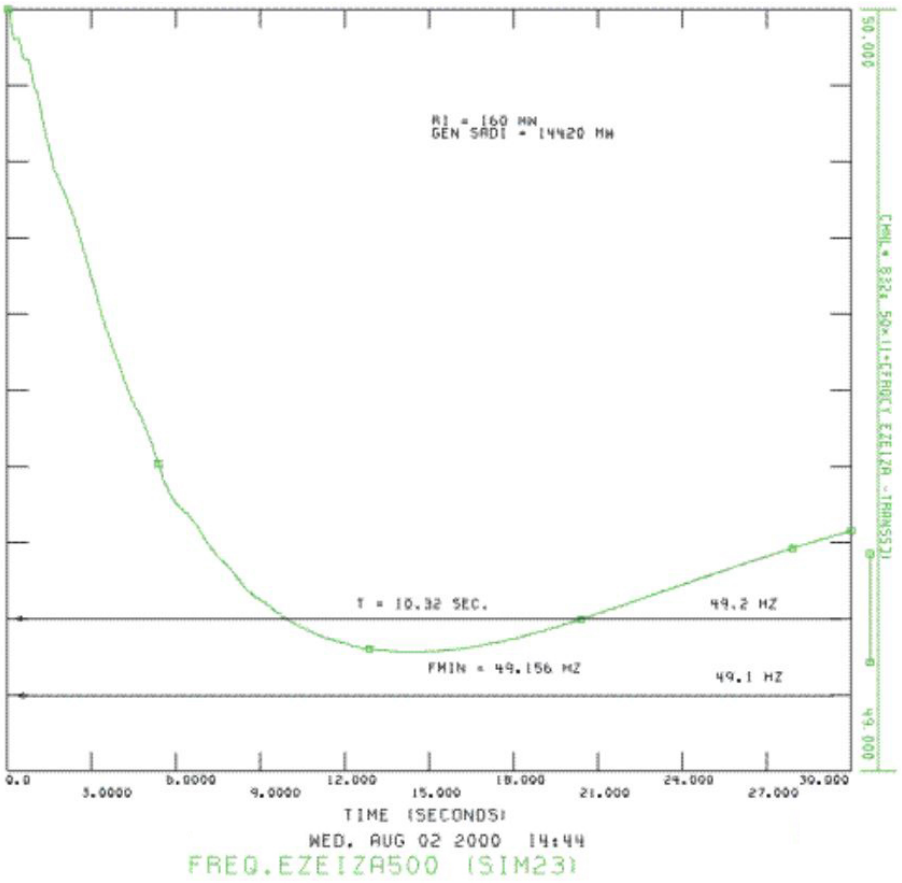


Figura 19.24: Simulación para Demanda Pico.
(CAMMESA, 2019b)

En este caso la Demanda total del Sistema Argentino fue de 13.240 MW, con una exportación a Brasil de 1000 MW, desconectándose el ciclo combinado de C.Costanera con 800 MW, contemplando una reserva para RPF de 305 MW, y para RSF de 98 MW. En la

respuesta temporal de la frecuencia puede observarse que el valor mínimo alcanzado fue de 49.16 Hz y que permaneció debajo de 49.2 Hz por 10,3 segundos. Para ello fue necesario una desconexión de 160 MW (RI) a los 49.4 Hz. La RI (Reserva Instantanea) es demanda de energía cuya desconexión es remunerada (Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones. Gobierno de España, 2011). Como se detalla en la simulación, se realizó la desconexión del Ciclo Combinado Central Costanera, lo que provoca que el par mecánico conjunto de la oferta eléctrica se reduzca y el par electromagnético generado por la demanda desacelere la frecuencia.

En cuanto a nuestro proyecto, si bien la inercia H de cada sistema turbina-generador es particular y se obtiene mediante ensayos, en el apartado *2.6.5. Aporte de la RPF desde Tiempo Mínimo Hasta Tiempo de Recuperación* de la sección *2.6. Volumen de Reserva Instantánea para Recuperación de la Frecuencia* de Los Procedimientos obtenemos simulaciones realizadas por CAMMESA para Reservas Primaria de Frecuencia de entre 15 MW y 35 MW donde se observan tiempos de reacción (inversión de la pendiente de la curva de frecuencia) de entre 4 y 6 segundos.

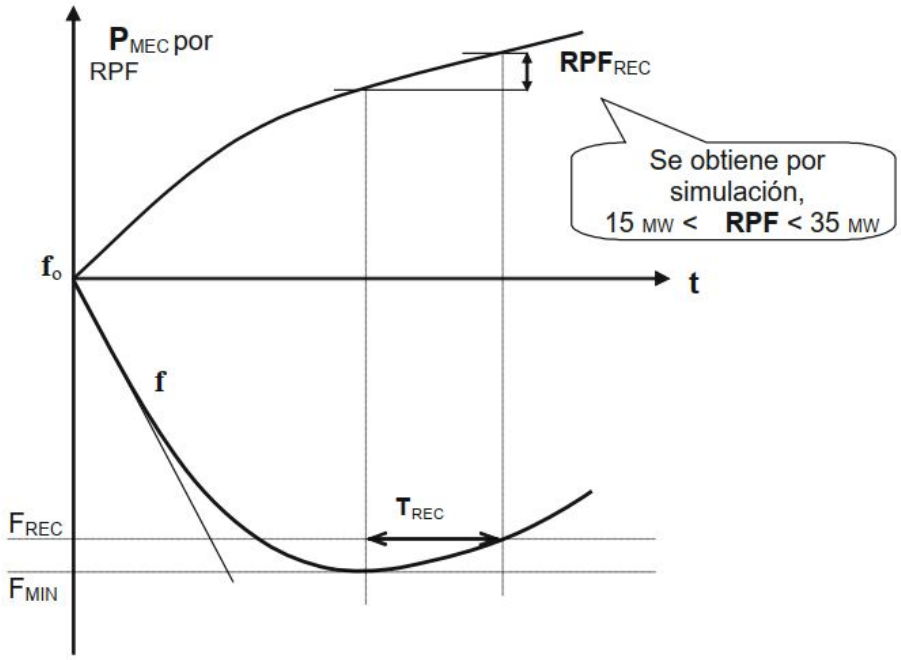


Figura 19.25: Tiempo de reacción de generadores frente a perturbaciones de la frecuencia. (CAMMESA, 2019b)

Analizando la Guía de Referencia de Edenor 2018-2022 puede verse que durante los últimos años se produjo un decrecimiento en la tasa de actuaciones (cortes de luz), a partir del incremento de la demanda y la disponibilidad de oferta para reserva instantánea, se han registrado entre uno y tres eventos por año, sin embargo, la compañía aún continua estipulando cortes de suministro por baja frecuencia.

En la siguientes figuras puede observarse el esquema de cortes para el nodo Malaver, que indica que en aquel caso que la frecuencia alcance los 48.3 Hz se cortará el suministro del nodo, y el conjunto de Turbinas de Vapor participantes en forma parcial del parque regulador de frecuencia.

SUBESTACION		ESCALÓN ACTUA SOBRE	EXCEPCIÓN	E7 49.2	E6 a 49.2	E6 b 49.2	E1 49.0	E2 48.9	E3 48.8	E4 48.7	E5 48.6	E6 48.5	E7 48.4	df/dt -06	df/dt -09	EM 48.3	EM 48.7	Corte por
N°	NOMBRE			15 Seg	17 Seg	19 Seg											8 Seg	
68	MALAVER	SECC 1 SECC 2 y SECC 3																S

Tabla 19.2: Esquema de cortes por baja frecuencia.
(Edenor, 2018)

Central Puerto (TV 5-6-7-8-9):

Ajuste	Temporización	Acción
49 Hz	0,5 seg	Alarma
47 Hz	2 seg	Disparo de Turbina
45 Hz	Instantáneo	Disparo de Generador
55 Hz	Instantáneo	Disparo de Turbina
56 Hz	0,5 seg	Disparo de Generador

Tabla 19.3: Esquema de cortes por baja frecuencia.
(Edenor, 2018)

La figura inmediatamente anterior indica frente a qué frecuencia presente en la red eléctrica se activan los sistemas de control de cada TV, dado que el nodo Malaver no cuenta con reguladores de frecuencia conectados a el, la inserción de nuestro proyecto podría aportar potencia de regulación durante las épocas de pico de demanda en que es necesaria.

Tras comprobar con el proveedor que la turbina utilizada en el proyecto cumple con los requerimientos para participar del parque de reserva y observando la ausencia de otros generadores participantes en el nodo Malaver, podemos concluir que la entrada del proyecto representa un beneficio para la red eléctrica, tanto por su aporte neto a la potencia de reserva como por su conexión a un nodo de 132, lejano a los otros generadores reguladores, donde la frecuencia es alterada con mayor retraso que en otros puntos aguas arriba.

CAPÍTULO 20: BALANCE DE MASA Y ENERGÍA

La definición del balance de masa es una parte fundamental del estudio de prefactibilidad de ingeniería del presente proyecto. El objetivo de la realización de un balance de masa es el entendimiento de las transferencias y requerimientos de masa y energía de las operaciones del proceso y así definir los equipos necesarios en la planta y el cuello de botella del proceso.

El primer paso para realizar el balance de masa del proceso es la realización de un diagrama de bloques de este. Se realizó un diagrama que muestra todas las operaciones del proceso y los equipos que están involucrados en dichas operaciones. Para un mejor entendimiento de las secciones del proceso, se utilizó una gama de colores en la cual se distinguen la sección de incineración, el ciclo Rankine, el ciclo de refrigeración, los procesos de transporte eléctrico y los de limpieza de gases como se presenta en la siguiente figura:

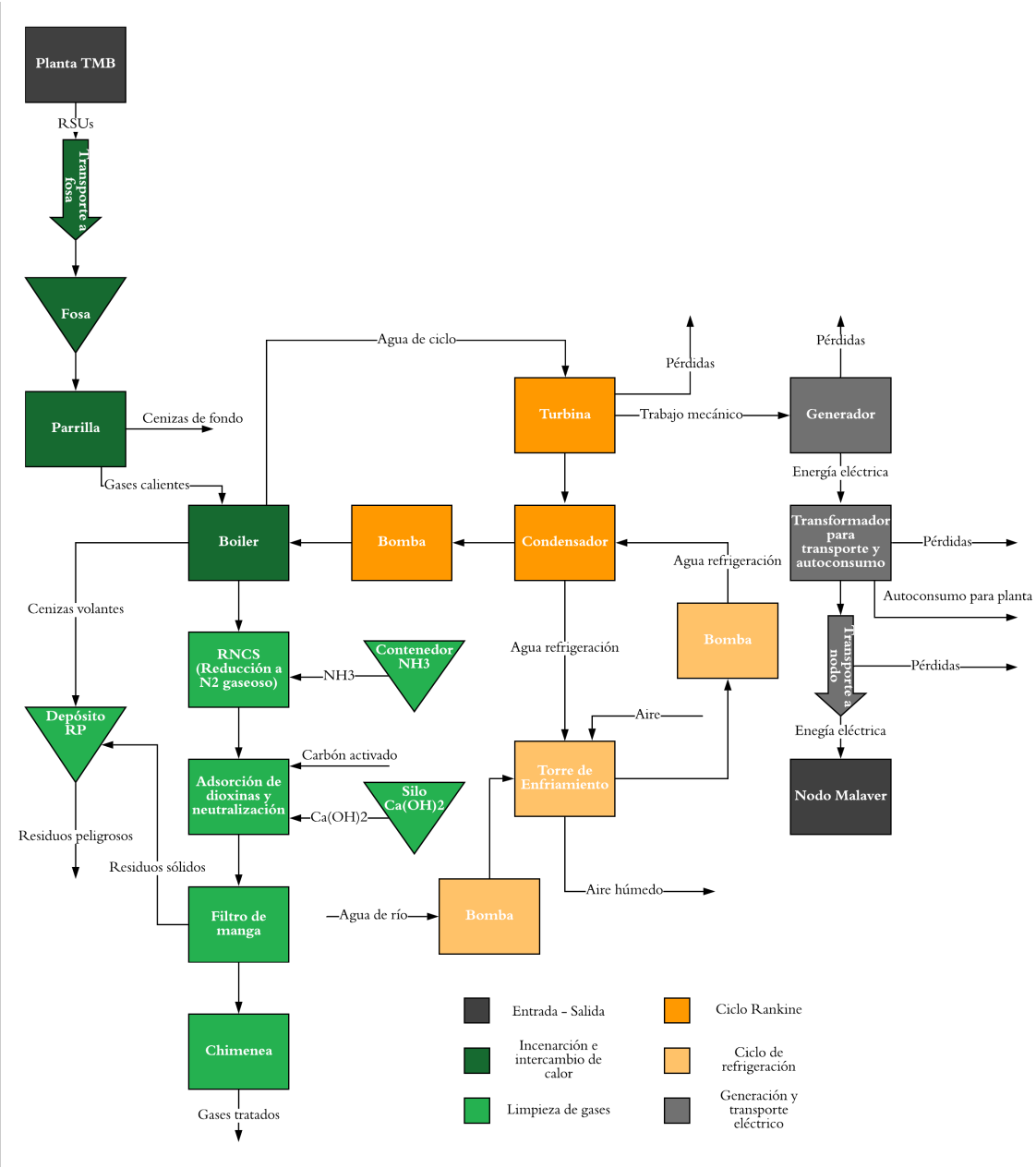


Figura 20.1: Diagrama completo de procesos y equipos.

En el proyecto analizado, el proceso de definición de los requerimientos en el balance de masa debe realizarse en forma iterativa. Como se definió en el análisis de mercado, el proyecto busca generar 27,5 MW en el nodo en el cual se entregará la energía eléctrica generada a partir de las 1000 tn/día separadas por el tratamiento mecánico biológico que se encuentra instalado al día de hoy en el CEAMSE.

Utilizando una hoja de cálculo que permite iterar sobre referencias circulares, se simuló el proceso considerando las transferencias de masa y energía en las operaciones y sus pérdidas utilizando como input los puntos termodinámicos del ciclo obtenidos mediante la simulación previa y la cantidad demandada en el nodo como punto de partida de la iteración.

El balance de masa fue realizado para los años 2019 hasta 2043. Debido a la dinámica de licitación en la que se ve emplazada el proyecto, se debe licitar una potencia entregada al nodo en forma constante para todos los 20 años de duración del contrato, por lo tanto, se podrá suministrar la potencia máxima que se pueda generar con 1.000 toneladas diarias de RSUs en el año que estos posean menor poder calorífico en el rango de análisis. Esta condición se cumple en el año 2041 en base al estudio realizado respecto a la proyección del poder calorífico de los residuos hasta el año 2043. En consecuencia, se pasa a exhibir los resultados obtenidos para dicho año. Los resultados también fueron evaluados para todos los años del proyecto, definiendo los requerimientos de cada equipo año a año:

Ciclo Energía con rankine vapor	2041	
Medición	Valor medido	Unidad
Potencia entregada al Nodo	26,65	MW
Pérdida conductores	0,04	MW
Potencia salida transformador	26,69	MW
Pérdida transformador	0,15	MW
Potencia de entrada al transformador	26,84	MW
Potencia para autoconsumo	2,31	MW
Pedidas generador (2,5%)	0,75	MW
Potencia a la entrada al generador	29,90	MW
Potencia salida turbina	29,90	MW
Pérdidas ciclo térmico	65,05	MW
Calor transferido al agua de caldera	94,94	MW
Calor en agua introducido por caldera	94,94	MW
Pérdida por intercambio de calor en caldera (10%)	10,55	MW
Energía en gases para intercambiar a caldera	105,49	MW
Energía térmica perdida en combustión (3%)	3,26	MW
Energía en residuos	108,76	MW

Tabla 20.1: Requerimientos de equipos Año 2041.

A partir de los resultados obtenidos luego de las iteraciones, se puede apreciar que con 1.000 tn/día de RSUs se pueden generar 26,65 MW en el nodo Malaver. La tabla 20.1 muestra los requerimientos de energía en el transformador, el generador, la turbina y en el boiler a partir de los puntos termodinámicos definidos. Los requerimientos de basura obtenidos para realizar este balance se exhiben en la siguiente figura:

Datos de residuos	Valor obtenido	Unidad
Energía residuos por año	9,40	MJ/kg
Residuos necesarios por segundo	11,57	Kg/s
Residuos necesarios por hora	41,64	ton/hora
Residuos necesarios por día	999,41	ton/dia

Tabla 20.2: Residuos necesarios Año 2041

Los puntos termodinámicos utilizados para la determinación de masa que surgen del simulador se muestran en la siguiente tabla junto con los resultados obtenidos de caudal de

agua para el ciclo Rankine y la masa de entrada de gases necesaria en el boiler para suministrar del calor necesario al ciclo de generación eléctrica.

Datos del ciclo Rankine	Valor obtenido	Unidad
Masa de entrada de gases al boiler	274,3671	tn/hora
Temperatura de gases de entrada al boiler	800	°C
Temperatura de gases de salida del boiler	200	°C
Entalpía de entrada a la turbina	3272,67	Kj/kg
Entalpía de salida de la turbina	2293,21	Kj/kg
Entalpía de salida del condensador	157,63	Kj/kg
Entalpia de Salida bomba (entrada boiler)	162,249	Kj/kg
Caudal circulante de agua por el circuito de generación	30,52	kg/s

Tabla 20.3: Caudal Rankine y masa de gases entrante al boiler. Año 2041.

Otro punto importante que surge del análisis de balance de masa para el año de menor poder calorífico en los residuos, es el requerimiento máximo de caudal en el ciclo de refrigeración. En este año, se obtuvo un flujo másico de 2227,10 kg/seg como se observa en la figura a continuación:

Datos de ciclo de refrigeración	Valor obtenido	Unidad
Caudal circulante de agua por el circuito de refrigeración	2227,103299	Kg/s
Entalpia del agua de refrigeración entrando al condensador	96,52	Kj/kg
Entalpia del agua de refrigeración saliendo del condensador	125,79	Kj/kg

Tabla 20.4: Requerimientos de ciclo de refrigeración. Año 2041.

A medida que varían los requerimientos de la planta año a año debido a la diferencia en composición de los residuos, varían los autoconsumos de los equipos de la planta. Es por esto, que su cálculo se vuelve una parte vital dentro de la iteración de la hoja de cálculo. En la siguiente figura se muestran los autoconsumos calculados para el año 2041:

Datos de autoconsumos de planta			
Equipo	Potencia nominal (kW)	Rendimiento eléctrico (%)	Autoconsumo (kW)
Grúa	90,00	93,00%	96,77
Compresor	75,00	94,00%	79,79
Bombas compensadoras en sistema TGC	-	-	1.041,06
Inyectores DSI (TGC)	3,08	90%	3,43
Bomba Ciclo	140,99	90,00%	156,66
Bomba recirculación	140,00	89,00%	157,30
Bomba llenado	20,00	92,00%	21,74
Extractores	462,50	92,00%	502,72
Iluminación y otros	-	-	250,00
		Total Autoconsumo	2.309,46

Tabla 20.5: Desglose de autoconsumos. Año 2041

Por último, en lo que se refiere al cálculo de pérdidas en el equipamiento eléctrico, los datos fueron utilizados para realizar la iteración conforme al proceso y se obtiene por último una potencia entregada al nodo que vuelve a ser inyectada aguas abajo en el proceso iterativo para hasta lograr la convergencia en el valor de 26,65 MW limitado por el requerimiento de cantidad de RSUs disponibles. El final del proceso se pasa a presentar:

Datos sistema eléctrico					
Potencia a la Salida Generador	29150000				W
Potencia metida a trafo	26.840.537,89				W
Perdida Potencia Trafo	151000				W
Coseno Phi	COSPHI=0.95	COSPHI=0.8	COSPHI=0.95	COSPHI=0.8	rad
Corriente Salida Trafo	123,575692	146,7461343	123,575692	146,7461343	A
Seccion	400	400	500	500	mm2
Perdidas en Transporte	38778,93247	54684,35399	30155,85365	42524,46551	W
Potencia en Nodo en W	26.650.758,96	26.634.853,54	26.659.382,04	26.647.013,43	W
Potencia en Nodo en MW	26,65075896	26,63485354	26,65938204	26,64701343	MW
Eficiencia	0,9929293916	0,9923368021	0,9932506623	0,992789844	%

Tabla 20.6: Pérdidas en transformador y conductores. Año 2041

20.1. Balance de energía

En base a los requerimientos energéticos obtenidos en el balance de masa, se puede lograr una representación gráfica de los requerimientos energéticos a lo largo del proceso. Esto sirve para entender de manera ágil y visual como se dan las pérdidas y transferencias de energía en el proceso. En el caso de balance de energía, la sección eléctrica, la de generación de calor para el ciclo Rankine y el ciclo en sí forman la parte mas relevante del análisis energético del ciclo. La representación para el año 2041 se pasa a mostrar a continuación con sus correspondientes valores de requerimientos energéticos:

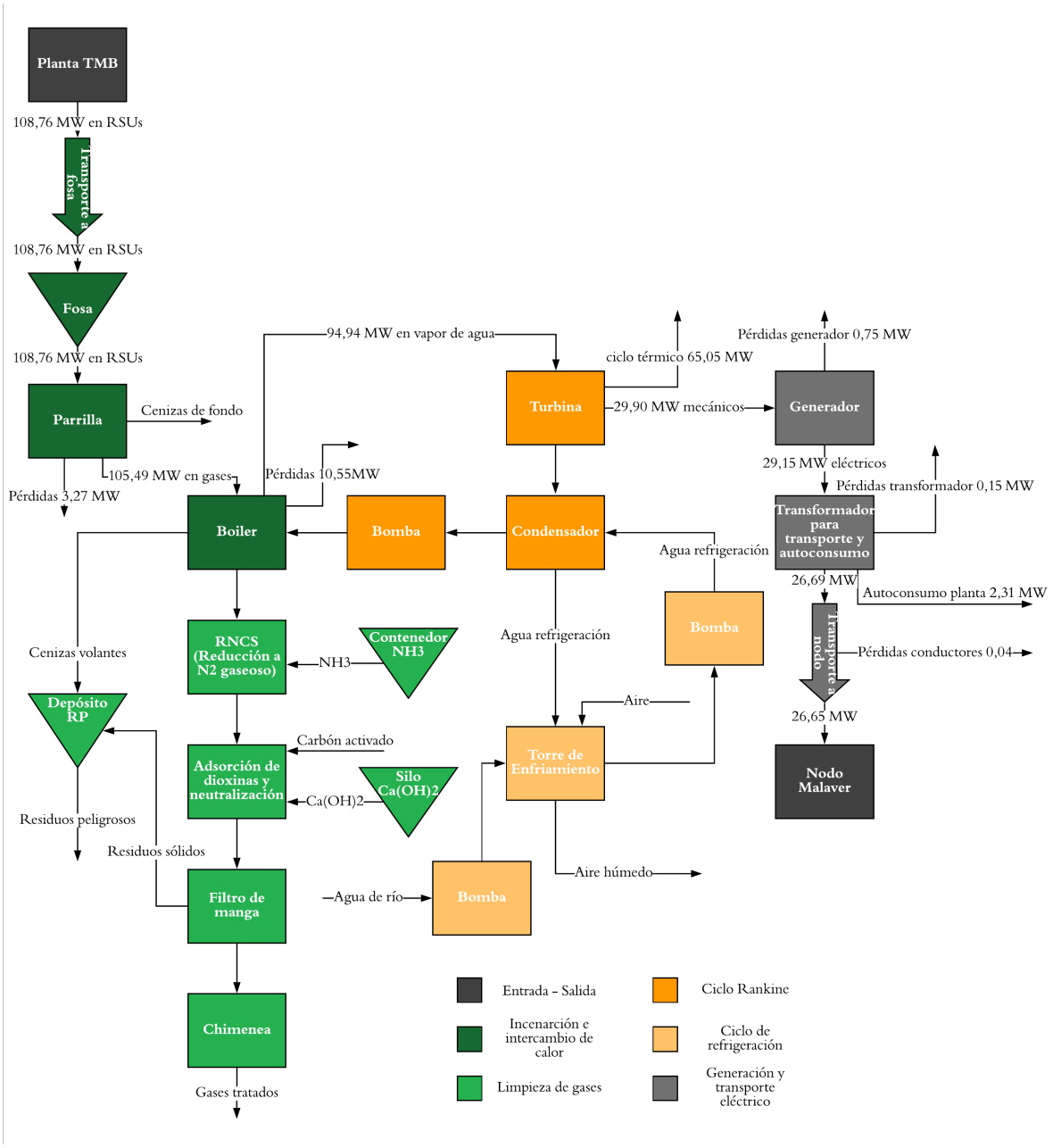


Figura 20.2: Balance de energía. Año 2041

20.2. Balance de masa

Al igual que en el caso del balance energético de del proceso, se puede lograr una representación gráfica del balance de masa del proceso. En este caso, el ciclo térmico pierde relevancia por ser un ciclo cerrado y la limpieza de gases se vuelve un factor fundamental junto con la parrilla de incineración. Los valores obtenidos para el balance de masa del proceso para el año 2041 se pasan a mostrar en la siguiente figura:

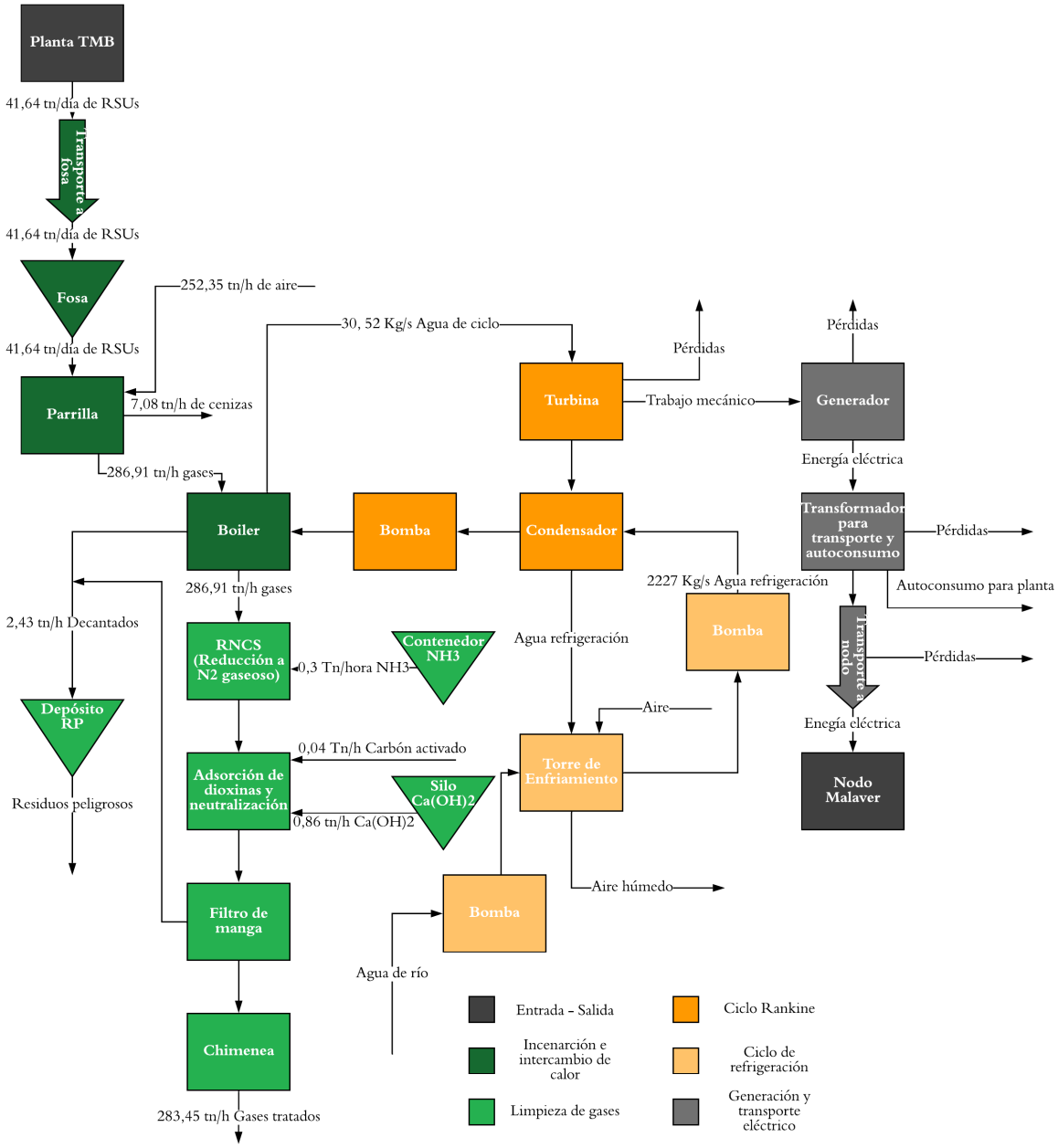


Figura 20.3: Balance de masa. Año 2041

A nivel operaciones para limpieza de gases, se realizo un balance de masa para controlar la

correcta generación de emisiones acorde a la normativa vigente y se pasa a mostrar.

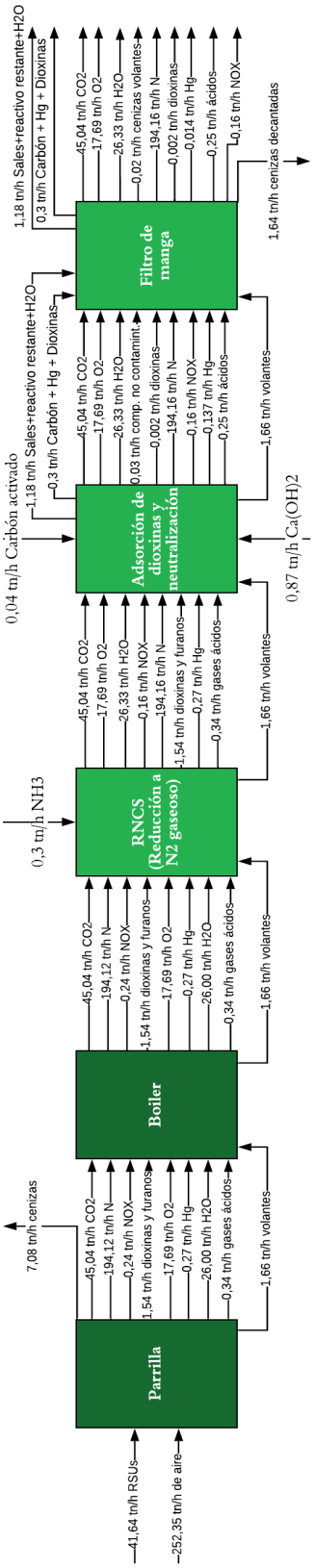


Figura 20.4: Balance de masa unitario. Año 2041.

En el Anexo Y podrán visualizarse las tablas con los balances de masa y energía año a año mostrando los elementos que ingresan en cada etapa del proceso y aquellos que se generan (output).

CAPÍTULO 21: DIMENSIONAMIENTO Y ELECCIÓN DE EQUIPOS

Una vez calculado el balance de masas y energía para toda la planta, se procede a elegir los equipos que se utilizarán en la planta, mostrando características de estos (algunas fueron mencionadas en las secciones explicativas), costos y rendimientos, si aplican. Sumado a la selección para el funcionamiento de la planta, también es importante la selección de los equipos para poder definir el cuello de botella, que se espera sea el equipamiento de mayor coste.

21.1. Fosa y grúa

Si bien no es un equipo en si, el dimensionamiento de la fosa es muy importante para poder asegurar un suministro continuo e ininterrumpido de materia prima a la planta. Como se mencionó previamente, se dimensionará un stock de seguridad 3 días de necesidad de residuos para la planta. Teniendo en cuenta el balance de masa definitivo, se tendrá un consumo máximo de 1.000 toneladas por día de residuos (año 2040). Utilizando la densidad presentada (360-480 kg/m^3) y tomando el escenario más pesimista de 360 kg/m^3, el tamaño de la fosa será de:

$$1{,}000 ton/0,36(ton/m^3) * 3\text{(días stock seg.)} = 8{,}335 m^3 \tag{21.1}$$

Para dimensionar el largo, ancho y profundo de la fosa se utilizará el volumen en el cual la grúa seleccionada puede desplazarse. Se le pidieron especificaciones de las dimensiones de una grúa con capacidad de 12 toneladas por carga. A continuación se indican las principales características y especificaciones obtenidas (puede observarse en el Anexo Z el dibujo con las dimensiones).

Especificaciones técnicas:

- Carga de trabajo: 12,5 toneladas

- Movimiento por día de carga: 1.100-1.200 toneladas
- Ancho de trabajo: 30 mts
- Ancho de equipo (ancho necesario para colocarlo): 30 mts
- Largo de trabajo: Hasta 120 mts
- Profundidad máximo de descenso: 35 mts
- Potencia: 90 kw
- Peso: 51,4 toneladas
- Proveedor: Henan Hengyuan Hengshan Industrial Co.Ltd (Heng Shan)

Teniendo en cuenta estos datos, se dimensiona la fosa para los residuos. Se tomará el ancho total de trabajo, 30 metros. En cuanto a la profundidad de la fosa, esta tendrá un máximo de 15 metros, debido a dos razones principales: el costo de realizar fosas muy profundas se torna alto en comparación con el aprovechamiento de la longitud máxima de trabajo y la grúa estará a una altura mínima de 5 metros sobre el nivel del piso para poder abastecer al sistema alimentador del incinerador. Por lo tanto, la longitud será la dimensión variable dependiendo de la necesidad de volumen. Siendo esta de 8.335 m^3, la longitud necesaria es de 18,5 metros. Se hará levemente mayor y se tomarán 20 metros.

Entonces, las dimensiones de la fosa serán de 20 mt x 30 mt x 15 mts (Largo x Ancho x Profundidad), configurando así un total de 9.000 m^3.

Refiriendo a los costos de la grúa, los principales puntos son:

- Costo grúa a 12,5 toneladas: U$D 158.000
- Costo rail para movimiento longitudinal: U$D 47 por metro
- Costo envío a puerto Buenos Aires: U$D 50.000
- Forma de pago: 40 % adelanto, 60 % antes de envío

Teniendo en cuenta el largo de 20 metros, el costo de rail es de U$D 940.

Además existe un costo asociado de transporte del puerto a la planta. Teniendo en cuenta los valores publicados por el Ministerio de Agroindustria (2018), el costo de flete es de aproximadamente 1 a 1,50 U$D/(km*ton) dependiendo carga y distancias totales. Teniendo en

cuenta que es una carga particular (maquinaria pesada) y que debe manipularse de forma diferente, se tomará que el costo de transporte es el más pesimista (1,5 U$D/(km*ton)). La distancia entre el puerto de Buenos Aires y el lugar a ubicar la planta es de 45 km, por lo tanto el costo de transporte es de 3.510 U$D.

Finalmente, el costo total de la grúa (puesta en planta) es de 212.500 U$D.

21.2. Incinerador y Caldera

Tanto el incinerador como la caldera y todos los equipamientos necesarios específicamente fabricados para instalaciones de WTE (como lo es la cámara de combustión), son provistos por el mismo fabricante, ya que deben estar ambos bien conectados y diseñados uno en función del otro para obtener el máximo rendimiento posible. Se contactaron los diferentes proveedores de los equipos (B & W Vølund, Martin GMBH, VonRoll), quienes especificaron que para obtener datos concluyentes y detallados sobre los equipos (dimensiones y costos) es necesario realizar un trabajo en profundidad que requiere un adelanto monetario, ya que las soluciones se realizan específicamente a cada proyecto. Sin embargo, especificaron que se puede obtener información con un nivel de precisión elevado (por ejemplo costos con +- 5 % de diferencia).

La capacidad teórica de la parrilla de incineración para el requerimiento máximo necesario es de 45 toneladas/hora (B & W Vølund). El tamaño menor siguiente es para 40 ton/día, lo cual no es suficiente. El rendimiento de la máquina es del 97 %, estipulado por el proveedor, dejando una capacidad real de 43,6 ton/hora. Las dimensiones del equipo son de 9 metros de largo por 13,5 de ancho. La parrilla se encuentra en un ángulo de 28-35° respecto del piso. Junto con la parrilla se encuentran los sistemas de dosificación de aire primario y secundario que ingresan el aire necesario para la combustión.

La caldera por otra parte se encuentra constituida por el economizador, evaporador, sobrecalentador y también el condensador de gases, un pre-economizador que calienta el agua con los gases más fríos (de hasta 200°C) que están por ser emitidos a atmósfera. La capacidad máxima de esta es de 110 toneladas/hora de vapor (110 MW de calor para los parámetros de trabajo). Sus parámetros de trabajo son de presión de hasta 110 bar y temperatura de salida de entre 420 y 500°C. La caldera, junto con la cámara de combustión, tienen refuerzo de en las zonas donde enfrentan las mayores temperaturas, por ende la mayor corrosividad. Se especifican intervalos de trabajo de 18 meses sin interrupciones para mantenimiento.

Otra parte importante del conjunto incinerador-caldera es el sistema de eliminación de óxidos de nitrógeno, este cuenta con aspersores a lo largo del espacio por encima de la cámara de combustión que esparcen el amoniaco para controlar los óxidos de nitrógeno.

También encontrados en este sistema están el alimentador y la cámara de combustión y de entrada a caldera. El alimentador, en donde son colocados los residuos con la grúa, consta de una plataforma de apertura automática y parcial permitiendo el flujo necesario de residuos hacia el incinerador. Las dimensiones de este son de 8 metros de alto, 13,5 metros de ancho (acompañando el ancho de la parrilla y 5 metros de largo.

Por último se encuentra el compresor de aire, encargado de suministrar los aires primario y secundarios y el aire necesario para enfriamiento de la parrilla. El mismo tiene una dimensión de 3.700 x 2.300 x 2.450 (L x An x Al) y una capacidad de 10 m^3 de aire/segundo (rendimiento del 95 %).

En la siguiente imagen se muestra la disposición de todos los equipos del sistema incineración-caldera, provistos por B & W Vølund. Las dimensiones necesarias para su instalación son de 40 mts de largo, 20 mts de ancho y 30 mts de alto.

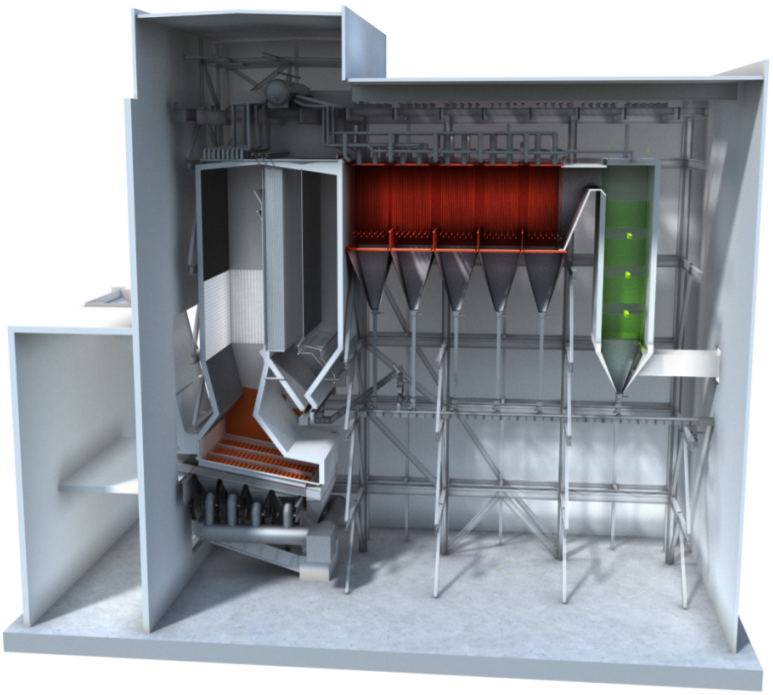


Figura 21.1: Disposición del sistema incinerador-caldera y accesorios en la planta

El costo total de los equipamientos desde el alimentador hasta la caldera es de U$D 75 millones, con un margen de +- 5 % (máximo de U$D 78 millones). El costo está divido porcentualmente en 35 % parrilla, 40 % sistema de caldera y protección anticorrosiva (Inconel), 10 % sistema de tratamiento de óxidos de nitrógeno, 10 % alimentador, cámara de combustión y cámara de entrada a caldera, 5 % otros gastos (alimentadores de aire, sistemas eléctricos, motores, cañerias, sistemas de traslado de cenizas principalmente). Todos estos costos incluyen desde fabricación hasta instalación lista para puesta en marcha. La forma de

pago ofrecida por el proveedor es 50 % de adelanto y 50 % una vez funcionando el sistema.

A continuación se muestra el resumen de costos y proveedor por equipo, desde la grúa hasta los equipos parte del incinerador y caldera.

Equipo	Inversión Miles USD (instalado)	Proveedor
Sistema Caldera	30.000	B & W Vølund
Parrilla	26.250	B & W Vølund
Tratamiento Nox	7.500	B & W Vølund
Alimentador + cámara	7.500	B & W Vølund
Otros equipamientos (incineración/caldera)	3.750	B & W Vølund
Grúa	213	Heng Shang

Tabla 21.1: Costos y proveedor para etapa de incineración y caldera

Por otra parte, debe dimensionarse el depósito de cenizas de fondo. Como se mencionó previamente, la densidad de las cenizas es de 1.500 kg/m^3; teniendo en cuenta un tamaño que considere 3 días de almacén y que la cantidad máxima de cenizas generadas es de 169,9 toneladas/día (se toma 170), el tamaño de la estructura será de:

$$3(\text{días stock})x170(\text{toneladas/día})/1,5(ton/m^3) = 340m^3 \tag{21.2}$$

Las dimensiones que se dispondrán para el mismo son de 10 x 7 x 5 (L x An x Al). En la sección de lay out se mostrará y explicarán las disposiciones elegidas.

21.3. Ciclo de recuperación de energía

Los equipamientos necesarios para el ciclo de recuperación energética del proceso se definen en la presente sección:

21.3.1. Turbina y generador

En lo que respecta a la turbina, como se analizó en el capitulo de incineración se debe contar con una turbina para ciclo Rankine de vapor que cuente con la capacidad para proveer al generador con la energía suficiente para para cumplir con los requerimientos necesarios de potencia del transformador. En base a los requerimientos obtenidos en el balance de masa y energía del proceso, se obtiene un requerimiento máximo necesario para los 20 años de proyecto de 29,15 MW a la salida del generador y de 29,90 MW a la salida de la turbina en forma mecánica. Esto se logra generando 26,65 MW en nodo Malaver. El déficit energético

que existe respecto del dimensionamiento preliminar surge de una primera estimación por debajo del autoconsumo calculado en el balance de masa, siempre limitado por la cantidad de basura disponible. Como se mencionó con anterioridad en la sección de incineración, esto puede ser suplido por una turbina de capacidad de generación de 30 MW y un generador de la misma capacidad de potencia. Se valida con el balance de masa que los requerimientos no varían el equipo necesario y se pasa a seleccionar los siguientes equipos:

Equipo	Proveedor	Modelo	Capacidad [MW]	P. Entrada [MPa]	T. Entrada °C	P. Salida [MPa]	Velocidad [rpm]
Turbina	QNP	N20-N30	30	6.5 -10	435-535	0,0049	3000

Tabla 21.2: Turbina seleccionada. .

Equipo	Proveedor	Modelo	Capacidad [MW]	Frecuencia [Hz]	Corriente [A]	Eficiencia [%]
Generador	QNP	QFW-30-2	30	50/60	2062-1968,3	97,5

Tabla 21.3: Generador seleccionado.

21.3.2. Condensador

El condensador empleado es, como se indicó anteriormente, uno de tubo y carcasa pedido a medida a la empresa ”Benvig Heat Transfer”. Como el caudal másico de trabajo cambió luego del balance de masa final, es necesario un recálculo de las dimensiones estimadas del equipo.

Características de operación	Unidad
Presión de trabajo (kPa)	6,50
Potencia a disipar (kW)	65.178,00
T-In Refrigeración (°C)	23,00
T-Out Refrigeración (°C)	30,00
T-In Caliente (°C), vapor	37,63
T-Out Caliente (°C), agua	37,63
Fujo másico (kg/s)	30,52

Tabla 21.4: Características operacionales del condensador requerido .

Dimensionamiento aproximado	Unidad
ø Tubos (mm)	25,40
L estimado Tubos (m)	12,00
Cantidad Tubos	5.459,00
Pt (mm)	31,75
Ds (m)	2,56
A0 (m2)	5.227,31
Material carcasa	Acero inoxidable
Material tubos	Cobre

Tabla 21.5: Dimensionamiento aproximado del condensador requerido .

21.3.3. Bomba

Como se indicó anteriormente, se empleará una bomba centrífuga horizontal de múltiples etapas de la empresa ”Zoomlian Pump Co., Ltd.”. Con la actualización del caudal másico, se recalcula el caudal volumétrico aproximado. El modelo ”DP”puede emplearse para este mismo caso, debido a que el flujo cambia sólo un poco. Las características a considerar, junto con los rendimientos indicados por el proveedor para esta operación se indican a continuación.

Características de operación	Unidad
Caudal (l/s)	30,73
Presión de toma (kPa)	6,50
Presión de descarga (kPa)	4.000,00
Head (m)	410,33
Potencia (kW)	122,73
Eficiencia isoentropica	87,00%
Eficiencia eléctrica	90,00%

Tabla 21.6: Características operacionales de la bomba requerida .

Tamaño	Unidad
Alto (m)	0,80
Ancho (m)	1,00
Largo (m)	1,40

Tabla 21.7: Tamaño aproximado de la bomba requerida (”Zoomlian Pump Co., Ltd.”).

21.4. Definición de maquinaria de tratamiento de gases

En este apartado se deben validar tanto los equipos dimensionados con anterioridad como la selección de la chimenea y la interconexión entre ambas partes.

21.4.1. Validación de equipos predimensionados

Con la información proveniente del balance de masa, se volvieron a analizar las decisiones y supuestos tomados en cuanto a características de los equipos de inyección de sorbente seco y carbón activado en conjunto al filtro de manga que se predimensionaron el capiítulo de incineración; tal que los equipos sean capaces de mantener el cumplimiento de las normativas ambientales incluso con las variaciones en composición de basura proyectadas que impactan en las concentraciones de contaminantes.

En el caso del filtro de manga la cantidad de partículas sólidas a remover se incrementan de 53 a 59 ton/día, manteniéndose dentro del rango previsto al predimensionar el equipo con capacidad de 2900 kg/h. Mientras que para los sistemas de inyección secos solicitados al proveedor de STM ecosystems, las variaciones de requerimiento de inyección tambien se mantienen en el rango de operación de los equipos (STM Ecosystems, 2019).

21.4.2. Chimenea

Las dos dimensiones fundamentales del diseño de chimeneas son el diámetro libre del conducto de evacuación de humos, que afecta la velocidad media de salida de los gases, y la altura de la cual depende la dispersión de los compuestos aún presentes en los gases de combustión en la atmósfera. Para el régimen normal de operación la velocidad óptima de evacuación de humos debe ser de 16 m/s a 22 m/s , esto se debe a que a valores bajos pueden ocurrir reflujos a la salida de los humos y que para valores elevados pueden presentarse problemas acústicos y de erosión (del Solar Bermejo, 2018). Para el caso del caudal estimado de operación de la planta de 220.000 Nm^3/h el diámetro requerido para una velocidad de 18 m/s a la salida es de:

$$\phi_{optimo} = \sqrt{\frac{4.Caudal}{V_{optima}.\pi}} = 2,20m \tag{21.3}$$

Para el caso de la altura se debe tomar en cuenta la concentración de los contaminantes del humo de la chimenea provenientes del balance de masa, en conjunto con factores topográficos para asegurar cumplimiento con los niveles de inmisión (del Solar Bermejo, 2018). Para asistir con el cálculo se utilizó la herramienta de calculo aproximado otorgada por la consultora ideas

medioambientales, dando una altura sugerida de chimenea de 55 m (Ideas Medioambientales, 2016). Con un costo aproximado por metro, incluyendo cimientos, de 3150 USD/m (State of Michigan, 2003) para el diámetro seleccionado utilizando acero inoxidable el costo de inversión de la chimenea resulta de 173.000 USD.

21.5. Equipos auxiliares

En esta sección se describen y dimensionan los principales equipos auxiliares a emplearse en la instalación y ciclo propuestos.

21.5.1. Sistema de refrigeración

La elección del sistema de refrigeración más adaptado a las condiciones ambientales locales ayuda a reducir los impactos medioambientales globales.

Hay tres sistemas de refrigeración principales:

- **Refrigeración con agua por convección**. Este sistema utiliza agua superficial que es vertida de nuevo al medio superficial tras calentarse varios grados. Este sistema de refrigeración requiere mucha agua y produce una importante carga térmica en las aguas superficiales locales. Se utiliza principalmente si hay ríos de gran caudal disponibles o en zonas costeras. El nivel de ruido es bajo. Normalmente son necesarias instalaciones de limpieza del agua, ya que de lo contrario se podría dañar a los peces u otros organismos existentes en la fuente de agua si sólo se tamiza o filtra. Hay que tener cuidado en reducir este peligro en los arreglos para la toma de agua.
- **Refrigeración con agua por evaporación**. El agua se utiliza para enfriar el condensador. No se vierte, sino que se recicla tras pasar por una torre de refrigeración por evaporación, en la que se enfría mediante la evaporación de una pequeña parte del agua. Debe verterse una pequeña corriente de agua para mantener el control de la calidad del agua dentro del sistema. Hay tres variantes técnicas principales de la refrigeración por evaporación:
    - Torres de refrigeración de tiro forzado, en las que el aire requerido para la evaporación de agua es suministrado mediante un ventilador, con el consiguiente consumo de electricidad.
    - Torres de refrigeración por convección natural, en las que el tiro del aire es causado por el (pequeño) aumento de la temperatura del aire (grandes torres de refrigeración de cemento de 100 metros de altura).

- Torres de refrigeración híbridas, en las que parte del calor del agua es transportado al aire por haces de refrigeración (enfriamiento por aire), reduciendo así el tamaño del penacho de vapor de agua.

El nivel de ruido de los sistemas de tiro forzado es alto, y el de los de tiro por convección es medio. Este tipo de refrigerador puede comportar riesgo con respecto a la legionela (enfermedad de tipo infeccioso), debido a la evaporación de agua y el contacto directo.

- **Enfriamiento por aire**. Aquí, el vapor es condensado en un intercambiador de calor de diseño típico, por ejemplo, "modelo tienda de camping" con aire. Estos condensadores consumen grandes cantidades de electricidad, ya que el movimiento requerido es producido por grandes ventiladores (Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones. Gobierno de España, 2011).

La influencia sobre la eficiencia eléctrica depende de las temperaturas del agua, las temperaturas del aire y la humedad del aire (temperatura de bulbo húmedo), aunque generalmente la refrigeración con agua por convección obtiene los mejores resultados, seguida de la refrigeración por evaporación y luego el enfriamiento por aire. La diferencia en eficiencia entre el enfriamiento por convección y el enfriamiento por aire es normalmente del orden de un 2-3 %.

Para centrales de generación con ciclo de vapor similares al empleado en el caso de estudio, con una potencia de escala comparable a la propuesta, se suele recomendar el uso de torres de enfriamiento por evaporación. En este sentido, la recomendación para las presiones de trabajo elegidas en condensador, es el empleo de torres de tiro forzado, las cuales tienen mayor precisión en el output de temperatura y menor condicionamiento respecto de la temperatura de bulbo húmedo (Tbh) circunstancial. Las torres de tiro forzado son, por lo general, a contracorriente. (Estepa, 2018)

Teniendo en cuenta la potencia a rechazar en la torre de refrigeración (65.178 kW), y las temperaturas de entrada a torre (30 °C) y salida (23 °C), como también el tipo de fluido de refrigeración (agua de río), se consideró el empleo de torres de refrigeración modulares de tiro mecánico de la marca "Boldrocchi T.E.". Se eligió la serie "CMK 30095", de tiro forzado y cuenta con una potencia de disipación de 15515 kW, empleando 5 extractores con un consumo de 18,5 kW cada uno (92,5 kW por torre). Se trata de torres modulares, por lo que, para alcanzar la potencia total a disipar, deben emplearse 5 módulos, totalizando una disipación de (77.575 kW) y un consumo en extracción de aire de 462,5 kW. El rendimiento de los motores de extracción puede considerarse de un 85 %.

21.5.2. Bomba de reciclo de agua de refrigeración

La refrigeración del fluido de trabajo en el ciclo de vapor requiere el empleo de un condensador de tubos y carcasa, el cual debe ser refrigerado con agua de enfriamiento. Para este fin, es menester el bombeo de agua desde una fuente hacia el condensador. Considerando las temperaturas de ingreso y egreso de agua al condensador antes indicadas (Tin y Tout), se calcula la entalpía en cada punto según tablas de líquido subenfriado.

T In (°C)	23,00
T Out (°C)	30,00
h In (kJ/kg)	96,52
h Out (kJ/kg)	125,79

Tabla 21.8: Temperatura y entalpía específica del agua de refrigeración empleada a la entrada y salida del condensador .

Considerando la potencia estimada a extraer antes calculada (65.178 kW), se calcula el flujo másico requerido para el agua de circulación como sigue.

$$Q = \dot{m} \cdot (h_{OUT} - h_{IN})) \Rightarrow \dot{m} = \frac{Q}{h_{OUT} - h_{IN}} \tag{21.4}$$

De esta forma, obtenemos un flujo másico de trabajo requerido de 2.226,79 kg/s, lo cual equivale a aproximadamente a 2,227 m^3/s considerando una temperatura media entre entrada y salida. La estimación del head requerido se realiza considerando la altura de la torre de enfriamiento, de aproximadamente 4,47 m por unidad, por lo que se dimensiona el requerimiento de 15 m de head, contemplando los métodos empleados en la bibliografía especializada (Ortiza, 2016). Se selecciona la bomba centrífuga modelo “Horizontal Split Casing Double Suction Pump” de “Zoomlian Pump Co., Ltd.”. Para las características de trabajo, la potencia nominal es de 140 kW y el rendimiento eléctrico del 89 %.

21.5.3. Bomba de toma de agua de refrigeración

Es la bomba empleada para renovar el agua de refrigeración, la cual es perdida principalmente en el proceso de evaporación en la torre de enfriamiento. Para el dimensionamiento de esta bomba, se realiza un cálculo aproximado del agua perdida en la torre a partir de la siguiente expresión empírica (Wang, 1993).

$$Q_{Perdido} = 0,00085 \cdot 1,8 \cdot Q \cdot (T_{OUT} - T_{IN})) \tag{21.5}$$

Considerando que Q es el caudal de ingreso del agua (aproximadamente de 2,227 m^3/s) y las temperaturas de ingreso y egreso son de 30 °C y 23 °C respectivamente, se obtiene una pérdida total de caudal de 0,02385 m^3/s (aproximadamente 23,85 kg/s). Teniendo en cuenta el caudal anterior y un head aproximado de 20 m (Ortiza, 2016), que se corresponde con lo recomendado por la bibliografía técnica para las distancias a cubrir desde la toma de agua del río, se selecciona la bomba "FB/AFB stainless steel centrifugal pump" de "Zoomlian Pump Co., Ltd.". Para las características de trabajo, su potencia nominal aproximada es de 20 kW y su rendimiento eléctrico del 92 %.

21.5.4. Dimensionamiento de cañerías

Se realiza el dimensionamiento de las cañerías para el ciclo de vapor y el circuito de refrigeración siguiendo la metodología propuesta por (Deivi Restrepo Ardila, 2014). Se considera el cálculo inicial de las tuberías para cada punto descripto en el ciclo de vapor y en el ciclo de refrigeración, con la posible corrección posterior para homogeneizar dimensiones. El diámetro de las tuberías se calcula considerando las siguientes ecuaciones.

$$\dot{m} = \rho \cdot \overline{V} \cdot A \Rightarrow A = \frac{\dot{m} \cdot v}{\overline{V}} \tag{21.6}$$

$$D = \sqrt{\frac{4A}{\pi}} \tag{21.7}$$

La bibliografía sugiere las siguientes velocidades medias de fluido para aplicaciones en ciclos térmicos de vapor, dependiendo de las presiones y estados en esos puntos.

Fluido	Velocidad Sugerida	Material de la tubería
Vapor		
0 - 30 psi (saturado)	4000 - 6000 fpm	Acero
30 - 150 psi (saturado o sobrecalentado	6000 - 10000 fpm	Acero
+ 150 psi (sobrecalentado)	6500 - 15000 fpm	Acero
Agua		
Servicio promedio	180 - 480 fpm	Acero
Alimentación de la caldera	240 - 720 fpm	Acero
Líneas de succión de bombas	60 - 300 fpm	Acero

Tabla 21.9: Velocidades medias sugeridas para distintos estados y presiones del fluido de trabajo.

(Deivi Restrepo Ardila, 2014)

En el caso particular de entrada y salida de la turbina, se sugieren las siguientes velocidades medias.

Servicio / Vapor	Intervalo típico (fpm)
Entrada a turbina	6000 - 9000
Salida de turbina, sin condensación	10500 - 12000
Salida de turbina, con condensación	24000 - 30000

Tabla 21.10: Velocidades medias sugeridas para distintos estados y presiones del fluido de trabajo.

(Deivi Restrepo Ardila, 2014)

Considerando las ecuaciones mencionadas y las velocidades medias propuestas, se procede al cálculo del diámetro de tubería punto por punto. Como factor adicional, se tomó un coeficiente de corrección del flujo másico de 0,84 para el vapor sobrecalentado.

	V (fpm)	V (m/h)	m (kg/h)	Factor Corrección	m Corregida (kg/h)	v (m3/kg)
SalidaTurbina	30.000,00	548.640,00	109.872,00	1,00	109.872,00	22,0096
Salida Condensador	480,00	8.778,24	109.872,00	1,00	109.872,00	0,0010
Salida Bomba	180,00	3.291,84	109.872,00	1,00	109.872,00	0,0010
Salida Caldera	7.500,00	137.160,00	109.872,00	0,84	130.800,00	0,0768
Salida refrigeración condensador	480,00	8.778,24	8.016.444,00	1,00	8.016.444,00	0,0010
Entrada refrigeración condensador	480,00	8.778,24	8.016.444,00	1,00	8.016.444,00	0,0010
Alimentación refrigeración	300,00	5.486,40	82.476,00	1,00	82.476,00	0,0010

Tabla 21.11: Valores de velocidad media, flujo másico nominal y corregido y volumen específico para cada punto.

(Deivi Restrepo Ardila, 2014)

La estimación de diámetros se realizó según las ecuaciones antedichas, mientras que la determinación final fue según catálogo de "Spirax Sarco S.A." para acero inoxidable. El diámetro final fue validado respecto a los rangos de velocidades de referencia. El proveedor considerado para las tuberías propuestas es "Spirax Sarco S.A.".

	A (m2)	D inicial (mm)	D final (mm)
SalidaTurbina	-	300,0000	300,0000
Salida Condensador	0,0126	126,6793	150,0000
Salida Bomba	0,0336	206,6888	225,0000
Salida Caldera	0,0732	305,2704	325,0000
Salida refrigeración condensador	0,9171	1.080,6224	1.100,0000
Entrada refrigeración condensador	0,9154	1.079,5997	1.100,0000
Alimentación refrigeración	0,0151	138,5146	150,0000

Tabla 21.12: Cálculo de diámetros de tuberías. Para el cálculo del diámetro a la salida de la turbina se utilizó la tabla sugerida para vapor de vacío.
(Spirax Sarco S.A., 2019)

21.6. Determinación del cuello de botella

Una vez determinados los balances de masa y energía y dimensionados los equipos necesarios para el proceso entero se procede a calcular el cuello de botella. Este es aquella sección que tiene mayor grado de aprovechamiento. Se hará el calculo del cuello de botella año a año. Para ello, es importante conocer las capacidades reales de los equipos y las necesidades para ellos en cada uno de los años.

Para calcular la capacidad real se realiza el producto entre la capacidad teórica y el rendimiento de equipo de cada una de las etapas. A continuación se muestran en los cálculos de estos rendimientos.

Equipo	Capacidad teórica	Unidad	Cantidad	Rendimiento	Capacidad real
Grúa	50	Ton/hora	1	95%	47,50
Parrilla incineradora	45	Ton residuos/hora	1	97%	43,65
Caldera	110	Ton vapor/hora	1	100%	110,0
Turbina	30	MW	1	100%	30,0
Generador	30	MW	1	100%	30,0
Inyector Ca(OH)2	1041,67	kg Ca(OH)2 inyectada/hora	1	90%	937,50
Inyector Carbon activado	62,5	kg Carbon activado inyectado/hora	1	90%	56,25
Filtro de manga	2500	kg de particulas solidas/hora	1	95%	2.375
Compresor aire	10	m3/seg	1	95%	9,50
Transformador	40	MVA	1	99%	39,77
Torre de enfriamiento	15.515	MW	5	100%	77.575

Tabla 21.13: Capacidades reales de los equipos.

Obtenidos los valores de capacidades reales, es necesario tomar las necesidades de elementos que tendrá cada equipo para cada año. A continuación se detallan:

Necesidad													
Equipo	Unidad	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Grúa	ton/hora	39,82	39,94	40,05	40,16	40,28	40,39	40,50	40,61	40,72	40,82	40,92	41,02	41,11
Parrilla incineradora	ton/hora	39,82	39,94	40,05	40,16	40,28	40,39	40,50	40,61	40,72	40,82	40,92	41,02	41,11
Caldera	ton/hora	109,87	109,87	109,87	109,87	109,87	109,87	109,87	109,87	109,87	109,87	109,87	109,87	109,87
Turbina	MW	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9
Generador	MW	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9
Inyector Ca(OH)2	kg/hora	829,5	831,9	834,3	836,6	839	841,4	843,7	845,8	848,1	850,3	852,4	854,4	856,3
Inyector Carbon activado	kg/hora	41,4	41,5	41,7	41,8	41,9	42	42,1	42,2	42,3	42,5	42,6	42,7	42,8
Filtro de manga	kg/hora	1592,8	1597,6	1602,1	1606,6	1611,2	1615,7	1620,2	1624,2	1628,6	1632,9	1637	1640,7	1644,4
Compresor aire	kg/hora	7,890	7,914	7,910	7,906	7,903	7,899	7,896	7,893	7,890	7,887	7,885	7,883	7,882
Transformador	MVA	26,84	26,84	26,84	26,84	26,84	26,84	26,84	26,84	26,84	26,84	26,84	26,84	26,84
Torre de enfriamiento	MVA	62.184	62.184	62.184	62.184	62.184	62.184	62.184	62.184	62.184	62.184	62.184	62.184	62.184

Equipo	Unidad	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Grúa	ton/hora	41,20	41,29	41,37	41,43	41,50	41,55	41,59	41,62	41,64	41,64	41,62	41,56
Parrilla incineradora	ton/hora	41,20	41,29	41,37	41,43	41,50	41,55	41,59	41,62	41,64	41,64	41,62	41,56
Caldera	ton/hora	109,87	109,87	109,87	109,87	109,87	109,87	109,87	109,87	109,87	109,87	109,87	109,87
Turbina	MW	29,9	29,9	29,90	29,90	29,90	29,90	29,90	29,90	29,90	29,90	29,90	29,90
Generador	MW	29,9	29,9	29,90	29,90	29,90	29,90	29,90	29,90	29,90	29,90	29,90	29,90
Inyector Ca(OH)2	kg/hora	858,2	860,1	861,60	863,00	864,40	865,60	866,40	866,90	867,30	867,40	866,90	865,80
Inyector Carbon activado	kg/hora	42,8	42,9	43,00	43,10	43,20	43,20	43,30	43,30	43,30	43,30	43,30	43,20
Filtro de manga	kg/hora	1648	1651,6	1654,60	1657,20	1659,90	1662,20	1663,70	1664,80	1665,50	1665,70	1664,60	1662,50
Compresor aire	kg/hora	7,880	7,879	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,89	7,89	7,90	7,90	7,91
Transformador	MVA	26,84	26,84	26,84	26,84	26,84	26,84	26,84	26,84	26,84	26,84	26,84	26,84
Transformador	MVA	62.184	62.184	62.184	62.184	62.184	62.184	62.184	62.184	62.184	62.184	62.184	62.184

Tabla 21.14: Necesidades proyectadas para los equipos.

Como el requerimiento eléctrico en el nodo será constante (lo que se compromete a entregar al nodo), las necesidades para caldera, turbina, generador y transformador se mantienen constantes para todos los años. Por otra parte, todos los equipos restantes, cuyas necesidades varían directa o indirectamente con la calidad y cantidad de residuos inyectados tendrán variaciones en las necesidades año a año.

Finalmente, se procede a calcular el grado de aprovechamiento para cada equipo y consecuentemente obtener el cuello de botella para cada año.

		Grado de aprovechamiento												
Equipo	Unidad	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Grúa	%	83,8%	84,1%	84,3%	84,6%	84,8%	85,0%	85,3%	85,5%	85,7%	85,9%	86,2%	86,4%	86,5%
Parrilla incineradora	%	91,2%	91,5%	91,8%	92,0%	92,3%	92,5%	92,8%	93,0%	93,3%	93,5%	93,8%	94,0%	94,2%
Caldera	%	99,9%	99,9%	99,9%	99,9%	99,9%	99,9%	99,9%	99,9%	99,9%	99,9%	99,9%	99,9%	99,9%
Turbina	%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%
Generador	%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%
Inyector Ca(OH)2	%	88,5%	88,7%	89,0%	89,2%	89,5%	89,7%	90,0%	90,2%	90,5%	90,7%	90,9%	91,1%	91,3%
Inyector Carbon activado	%	73,6%	73,8%	74,1%	74,3%	74,5%	74,7%	74,8%	75,0%	75,2%	75,6%	75,7%	75,9%	76,1%
Filtro de manga	%	67,1%	67,3%	67,5%	67,6%	67,8%	68,0%	68,2%	68,4%	68,6%	68,8%	68,9%	69,1%	69,2%
Compresor aire	%	83,1%	83,3%	83,3%	83,2%	83,2%	83,1%	83,1%	83,1%	83,1%	83,0%	83,0%	83,0%	83,0%
Transformador	%	67,5%	67,5%	67,5%	67,5%	67,5%	67,5%	67,5%	67,5%	67,5%	67,5%	67,5%	67,5%	67,5%
Torre de enfriamiento	%	80,2%	80,2%	80,2%	80,2%	80,2%	80,2%	80,2%	80,2%	80,2%	80,2%	80,2%	80,2%	80,2%

Equipo	Unidad	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Grúa	%	86,7%	86,9%	87,1%	87,2%	87,4%	87,5%	87,6%	87,6%	87,7%	87,7%	87,6%	87,5%
Parrilla incineradora	%	94,4%	94,6%	94,8%	94,9%	95,1%	95,2%	95,3%	95,3%	95,4%	95,4%	95,3%	95,2%
Caldera	%	99,9%	99,9%	99,9%	99,9%	99,9%	99,9%	99,9%	99,9%	99,9%	99,9%	99,9%	99,9%
Turbina	%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%
Generador	%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%
Inyector Ca(OH)2	%	91,5%	91,7%	91,9%	92,1%	92,2%	92,3%	92,4%	92,5%	92,5%	92,5%	92,5%	92,4%
Inyector Carbon activado	%	76,1%	76,3%	76,4%	76,6%	76,8%	76,8%	77,0%	77,0%	77,0%	77,0%	77,0%	76,8%
Filtro de manga	%	69,4%	69,5%	69,7%	69,8%	69,9%	70,0%	70,1%	70,1%	70,1%	70,1%	70,1%	70,0%
Compresor aire	%	82,9%	82,9%	82,9%	82,9%	82,9%	83,0%	83,0%	83,0%	83,1%	83,1%	83,2%	83,3%
Transformador	%	67,5%	67,5%	67,5%	67,5%	67,5%	67,5%	67,5%	67,5%	67,5%	67,5%	67,5%	67,5%
Torre de enfriamiento	%	80,2%	80,2%	80,2%	80,2%	80,2%	80,2%	80,2%	80,2%	80,2%	80,2%	80,2%	80,2%

Tabla 21.15: Grado de aprovechamiento de los equipos por año.

El cuello de botella resulta ser la caldera, para todos los años, con un grado de aprovechamiento del 99,9 %. Esto hace sentido con el criterio en que los cuellos de botella deben ser la sección de mayor inversión. Asimismo, la turbina y generador, equipos de muy alta inversión también tienen grados de aprovechamiento muy elevados (99,7 %). Por último, cabe mencionar que la parrilla, si bien no es el cuello de botella tiene aprovechamientos muy elevados (91 % a 96 %) y puede ocurrir que por momentos se esté utilizando a mayor tasa

debido a que los residuos quemados en ese momento tengan un poder calorífico inferior (cabe mencionar que esta es una variable considerada en el análisis como tal).

CAPÍTULO 22: ASPECTOS LEGALES ADICIONALES

Según la Ley N° 11.459 de la provincia de Buenos Aires "Todos los establecimientos industriales deberán contar con el pertinente Certificado de Aptitud Ambiental como requisito obligatorio indispensable para que las autoridades municipales puedan conceder, en uso de sus atribuciones legales, las correspondientes habilitaciones industriales.

En particular la solicitud deberá acompañar los siguientes requisitos:

a) Memoria descriptiva donde se consignen los datos referidos a la actividad industrial a desarrollar, ingeniería de procesos, materias primas, insumos, productos a elaborar, subproductos, residuos, emisiones y efluentes a generar y estimación del personal a emplear.

b) Proyecto de planta industrial con indicación de instalaciones mecánicas, eléctricas y de todo equipo y materiales que pueda afectar la seguridad o salubridad del personal o población, así como también las medidas de seguridad respectivas.

c) Adecuado tratamiento y destino de los residuos sólidos, líquidos, semisólidos y gaseosos, que se generen inevitablemente.

d) Ubicación del establecimiento en zona apta y caracterización del ambiente circundante.

e) Informe de factibilidad de provisión de agua potable, gas y energía eléctrica.

f) Elementos e instalaciones para la seguridad y la preservación de la salud del personal, como así para la prevención de accidentes, según lo establezca la reglamentación en función de la cantidad de personal y el grado de complejidad y peligrosidad de la actividad industrial a desarrollar.

g) Toda otra norma que establezca la reglamentación con el objeto de preservar la seguridad y alud del personal, de la población circundante y el medio ambiente.

"(Poder Legislativo provincia de Buenos Aires, 2019)

Con el objetivo de estar en concordancia con la normativa, a lo largo de este capitulo se mencionan los recaudos y consideraciones que fueron tomados en cuenta en el desarrollo de los diseños de ingeniería del proyecto, así como aquellos que deberán ser tomados en cuenta durante su implementación.

Una vez presentada la solicitud de Certificado de Aptitud Ambiental en dependencias de la Autoridad de Aplicación o en el Municipio en su caso, la decisión definitiva deberá adoptarse en el plazo de noventa (90) días para los establecimientos de tercera categoría a la cual el presente proyecto pertenece. De transcurrir sesenta (60) días más desde el vencimiento delos plazos establecidos y mediare pedido de pronto despacho sin satisfacer, el Certificado de Aptitud Ambiental se considerará automáticamente concedido cualquiera sea la categoría que corresponda a la solicitud.(Poder Legislativo provincia de Buenos Aires, 2019)

22.1. Consideraciones medioambientales adicionales

En la ley 13.592 de gestión integral de residuos solidos urbanos la provincia de Buenos Aires la misma insta a “Estudiar e implementar en concordancia con los Municipios planes de incentivos tales como la exención o la disminución de tasas, impuestos y otros gravámenes que posibiliten el establecimiento de emprendimientos que desarrollen nuevas tecnologías en tratamiento y recuperación de materiales de los residuos sólidos urbanos e incluso la misma exención sobre la comunidad adyacente que sea afectada por el impacto (valoración contingente de posible daños a terceros).” (Poder Legislativo provincia de Buenos Aires, 2010) además de presentar un plan integral de residuos municipal conforme a los aspectos mencionados por la ley, el cual contempla valorización térmica. Al consultar al municipio de Tres de Febrero por la documentación de su plan municipal de gestión de RSU con las reglamentaciones ambientales pertinentes se nos informo que este seguía en confección. Por lo que se decidió continuar con la adecuación a los estándares de la reglamentación de la comisión europea, mencionados en el capítulo 11, a la cual adicionalmente adhiere la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. (“Ley N° 5966”, 2018) y por lo que seria el escenario normativo mas exigente a proyectar.

Como se puede ver en la tabla 22.1 el sistema de tratamiento de gases de combustión diseñado logra un flujo de masa proyectado en cumplimiento con la norma 2000/76/CE de emisión de contaminantes. Estando estos limites en 600 mg/Nm^3 para NO_X 60 mg/Nm^3 para Hg, gases ácidos y cenizas volantes y 10 mg/Nm^3 para dioxinas y furanos (PCDD/F)(“Directiva 2000/76/CE”, 2000).

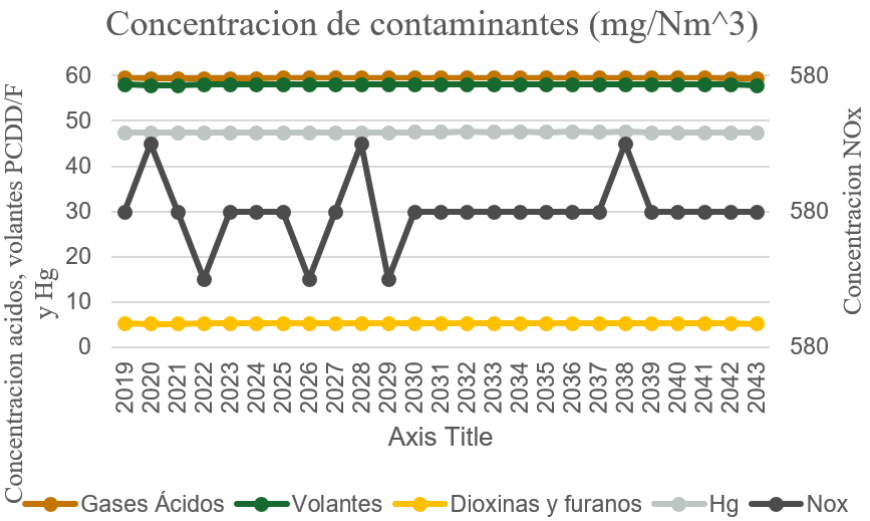


Figura 22.1: Concentraciones proyectadas a la salida de gases tratados del balance de mas.

Además es necesario contar con la instalación de los sistemas de control que permitan tanto monitorear los niveles de emisión, para regular la dosificación de reactivos acorde a la heterogeneidad de los residuos a la entrada, como para cumplir con las reglamentaciones de control que indica la directiva. "Se realizarán las siguientes mediciones relativas a las sustancias que contaminan la atmósfera:

a) Mediciones en continuo de las siguientes sustancias: NOx, (siempre y cuando se establezcan valores límite de emisión), CO, partículas totales, COT, HC1, HF, SO2.

a) Mediciones en continuo de los siguientes parámetros del proceso: temperatura cerca de la pared interna de la cámara de combustión o en otro punto representativo de esta autorizado por la autoridad competente; concentración de oxígeno, presión, temperatura y contenido de vapor de agua de los gases residuales.

a) Como mínimo, dos mediciones anuales de metales pesados, y dioxinas y furanos; no obstante, durante los 12 primeros meses de funcionamiento, se realizará una medición como mínimo cada tres meses."

("Directiva 2000/76/CE", 2000)

Para el caso de las emisiones de efluentes líquidos se utilizaron sistemas secos de TGC que no producen corrientes de agua contaminadas y se opto por un ciclo de refrigeración cerrado con torre de enfriamiento para el ciclo térmico para no descargar efluentes al rió con una temperatura por encima de la existente en el cuerpo de agua. Por otro lado, los residuos solidos se gestionaran como se menciona en la sección de tratamiento de residuos solidos

(sección 18.6). Dada la categorización de las cenizas volantes y los residuos del sistema TGC como residuos peligrosos (“Ley N° 5966”, 2018) se deberá, de manera adicional a realizar la inscripción al registro de generadores de residuos peligrosos e incurrir en los gastos de tercerizar la operación de estos, “abonar la Tasa Especial correspondiente en concepto de fiscalización, habilitaciones y sus sucesivas renovaciones, conforme a los objetivos previstos en el Artículo 58° de la LEY N° 11.720. El mínimo a pagar en concepto de Tasa será de $300,00 (pesos trescientos), y el máximo de ésta será del uno por mil (1 %) de la facturación del producto o proceso que en su elaboración genera residuos especiales.” (Poder Ejecutivo de la provincia de Buenos Aires, 1997)

22.2. Consideraciones adicionales para el diseño de las instalaciones

Entre las distintas regulaciones que afectan las características de diseño y construcción de la planta se encuentra la Resolución N° 592/00 de almacenamiento transitorio de establecimientos generadores de residuos peligrosos se deben tomar diversas consideraciones constructivas para el espacio destinado a deposito de residuos especiales:

a) Deberá estar suficientemente separado de líneas municipales o ejes divisorios de predios en razón del riesgo que presenten.

a) Deberá hallarse separado de otras áreas de usos diferentes, con distancias adecuadas según el riesgo que presenten.

a) Deberá contar con piso o pavimento impermeable.

a) Deberá contar con un sistema de recolección y concentración de posibles derrames, que no permita vinculación alguna con desagües pluviales o cloacales.

a) Deberá contar con todos los sistemas necesarios para la protección contra incendios.

a) Deberá presentar en forma visible un croquis con la siguiente información: Ubicación de los residuos, identificación del envase que los contiene, tipo de residuos con denominación y capacidad máxima de almacenamiento de cada residuo e identificación de riesgo de acuerdo a lo establecido en la Resolución 195/97 de la Secretaría de Transporte de la Nación.

(Secretaria de política ambiental, 2000)

Por otro lado la Ley N° 19.587 de higiene y seguridad en el trabajo indica diversas reglamentaciones a tener en cuenta en la construcción y operación de la planta entre las que se destacan:

- Necesidades de ventilación especiales por contaminación del ambiente con gases y/o emanaciones.
- Construcción ignífuga capaz de resistir la carga de fuego interior sin colapsar.
- Delimitación marcada de pasillos y circulaciones de transito.
- Inexistencia de vías de transito por debajo de sistema de desplazamiento de cargas suspendidas. En este caso en el área de operación de la fosa de residuos.
- Instalación de un sistema fijo contra incendios dado el exceso de carga de fuego alcanzado en la planta.
- Iluminación entre 200 a 400 luxes dependiendo entre área con "Tareas intermitentes ordinarias y fáciles, con contrastes fuertes." o "Tarea moderadamente crítica y prolongadas, con detalles medianos" respectivamente (Buenos Aires, 1972)
- Distancias de seguridad para prevenir descargas disruptivas en trabajos efectuados en la proximidad de partes no aisladas de instalaciones eléctricas en servicio de entre 0,8 m a 3,6 m dependiendo de la tensión de las instalaciones de 50 V a 500 KV.

Nivel de tension	Distancia minima (m)
0 a 50 V	ninguna
50 V a 1 KV	0,80
1 KV a 33 KV	0,90
66KV a 132 KV	1,50
132KV a 150 KV	1,65
150 KV a 220 KV	2,10
220 KV a 330 KV	2,90
330 KV a 500 KV	3,60

Tabla 22.1: Escala de distancias de seguridad según tensión
(Buenos Aires, 1972)

- Ancho mínimo de pasillos de 1,1 m a 2,9 m variando según el factor de ocupación de planta. El número "n" de unidades de anchos de salida requeridas se calculará con la siguiente fórmula: "n" = N/100, donde N: número total de personas a ser evacuadas (calculado en base al factor de ocupación). Las fracciones iguales o superiores a 0,5 se redondearán a la unidad por exceso.

Ancho minimo permitido	
Unidades	**Edificios nuevos**
2	1,1 m
3	1,55 m
4	2,00 m
5	2,45 m
6	2,90 m

Tabla 22.2: Escala de anchos de pasillo mínimos
(Buenos Aires, 1972)

Adicionalmente, se verifica que para los lotes contemplados, incluido el elegido, existe la disponibilidad de servicios necesarios y esta permitida la construcción. Cumpliendo con la reglamentación de construcción sobre relleno sanitario, que impide el emplazamiento de estructuras sobre residuo sanitario post cierre por un plazo de 50 años, lo cual limita la posibilidad en áreas cercanas al predio del CEAMSE. Sin embargo, para las reglamentaciones edilicias de factor de planta, factor de ocupación de suelo y altura máxima correspondientes al lote seleccionado no se encuentran disponibles al este no encontrarse loteado por ser un espacio a ser entregado a concesión estatal. Como referencia se puede tomar en cuenta las normativas del código de planeamiento urbano de la municipalidad de Tres de Febrero.

- Relación entre la altura y separación de paramento (a tener en cuenta en distancia entre chimenea y borde de parcela)

  “La altura máxima (h) permitida sobre la línea de fondo estará dada por la relación h/d = 1, siendo d” la distancia tomada sobre el menor de los ejes” (Municipalidad de 3 de Febrero, 1985)

- Superficie cubierta por persona

USO	SUPERFICIE CUBIERTA TOTAL MINIMA POR PERSONA
Residencial	15 m2
Comercial	10 m2
Espectaculos publicos	30 m2
Industrias	30 a 60 m2

Tabla 22.3: Superficie mínima por persona
(Municipalidad de 3 de Febrero, 1985)

22.3. Mano de obra y seguridad del personal

Para la dotación de la mano de obra de la planta se deben tener en cuentas las normativas que rigen la operación segura de la planta para los trabajadores y las regulaciones tanto legales como sindicales de jornada y escala salarial.

En la Ley N° 19.587 de higiene y seguridad en el trabajo consta de múltiples artículos de relevancia respecto a la utilización de equipos de protección que aplican a los riesgos de operación presentes en la planta:

"En todos los establecimientos, ningún trabajador podrá estar expuesto en una dosis de nivel sonoro continuo equivalente superior a 90 dB"

"El personal a emplear en trabajos con riesgos especiales será adiestrado, capacitado y provisto de equipos y elementos de protección personal adecuados al riesgo"

"Cuando existan riesgos de golpes, caídas o de proyección violenta de objetos sobre la cabeza, será obligatoria la utilización de cascos protectores."

"Los medios de protección ocular serán seleccionados en función de los siguientes riesgos:

1. Por proyección o exposición de sustancias sólidas, líquidas, gaseosas.
2. Radiaciones nocivas."

"Para la protección de las extremidades inferiores, se proveerá al trabajador de zapatos, botines, polainas o botas de seguridad adaptadas a los riesgos a prevenir."

"Los riesgos a prevenir del aparato respiratorio serán los originados por la contaminación del ambiente con gases, vapores, humos, nieblas, polvos, fibras y aerosoles." (Buenos Aires, 1972)

Para asegurar el cumplimiento de estas normativas se proveerá a todos los operarios de la planta así como a los visitantes con un set de EPP completo con:

- Casco de obra
- Barbijo plástico
- Overol de cuerpo completo de algodón retardante al fuego
- Guantes de protección

- Lentes transparentes de protección
- Equipos de protección auditiva
- Zapatos de seguridad

Además, para los casos especiales de alto riesgo como en las operaciones de mantenimiento y cambios del filtro de manga y la manipulación de residuos en el deposito de residuos peligrosos se utilizara equipo especial de protección corporal especial para ambientes corrosivos y mascara completa para la protección contra las partículas corrosivas de estos medios.

En términos de concordar con las leyes de contratación y convenios sindicales. Se destaca la ley N° 26.773 de aseguradoras de riesgo de trabajo , la ley N° 11.544 de jornada de trabajo y el convenio de trabajo del sindicato de Luz y Fuerza, al cual se encuentran afiliados gran parte de los trabajadores de energías renovables (Gubinelli., 2005).

Para estimar el costo de mano de obra se baso en valores medios del convenio laboral de luz y fuerza del 08/03/2018, junto con la actualización acumulada de 30 % acordada desde su realización y tomando en cuenta cargos adicionales por cargas sociales de 35 % sobre el total remunerativo.

Tipo	Total actualizado	Subtotal con CS	Base	Bonificaciones remunerativas	Bonificaciones no remunerativas
Operario	32180	24754	10000	4400	2600
Tecnico	37780	29062	10000	7200	2600
Jerarquico	41380	31831	10000	9000	2600
Funcional	51380	39523	10000	14000	2600

Tabla 22.4: Sueldos mensuales (en pesos) de personal de planta estimados en pesos al 30/6/2019

Las jornadas laborales seran 3 de 8 hs para los puestos que requieran operación continua. Con el pago diario de 24,5 hs dada la reglamentación de la ley N° 11.544 de jornada de trabajo que fija el turno nocturno en 7 Hs (Iacona & Asociados, 2019), generando el requerimiento de pagar una hora al día como hora extra a los empleados del turno nocturno.

CAPÍTULO 23: OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

En esta sección se presentarán las necesidades de mano de obra, cualidades y capacitaciones necesarios para el personal (Rand et al., 2000). También se detallan las tareas de mantenimiento y tiempos de entre paradas para mantenimiento. Por último, se realizará el esquema de puesta en marcha de la planta una vez finalizada su construcción. Para los costos anuales expresados en USD, se toma tasa de cambio 44 $/USD.

23.1. Mano de Obra necesaria

Se introduce el organigrama de la empresa y se procede a explicar las posiciones.

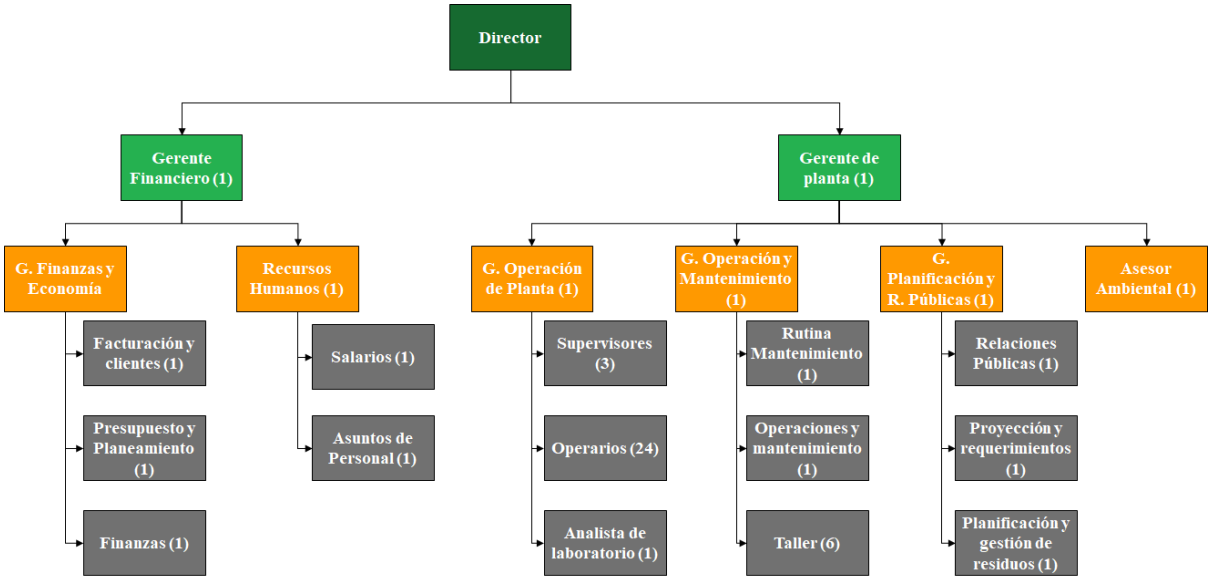


Figura 23.1: Organigrama de la planta.

La primer persona necesaria en la planta será el director de la compañía, el cual actúa como representante administrativo de la empresa. Sus funciones serán las de monitorear el buen funcionamiento de la planta y cumplimiento de las metas, asegurar los contratos con proveedores y tercerizadores, alinear los objetivos estratégicos, promover la imagen positiva de la empresa, lidiar con los conflictos de gran importancia que afecten las relaciones de la

empresa. El director reportará directamente al board de socios. De acuerdo con un artículo publicado por el diario La Nación (2019), el sueldo de los Directores Generales de empresas se encuentra en el rango de 250.000 a 450.000 $ por mes, con un 18 % de cargas sociales y bonos promedio de 3,5 sueldos mensuales. Considerándose un sueldo a pagar de 300.000 $ mensuales, el costo anual es de 5.3 Millones de $ (o 120 kUSD anuales)

En la siguiente línea se encuentran, el gerente técnico o de planta y el gerente de finanzas. El primero tiene como responsabilidades la operación correcta de la planta, el mantenimiento (tanto la planificación de la parada anual como los mantenimientos preventivos para evitar paradas inesperadas) y también la planificación de producción y relaciones públicas. El gerente financiero estará a cargo de las áreas de Economía y Finanzas y de Recursos Humanos, asegurando que se cumplan los objetivos financieros, y por otra parte teniendo una gestión adecuada del personal de la empresa. Asegurando, entre otras cosas, la apropiada capacitación de los empleados para la realización de sus funciones y cumplimiento de las normativas. De acuerdo con un estudio llevado a cabo en 2019 por la empresa EncuestasIt.com, el salario de un gerente medio-alta se encuentra en promedio en 110.000 $ mensuales, con un 20 % de cargas sociales y un bono anual de promedio 2 sueldos. Totalizando para el año cada uno de los dos gerentes costará 3.6 Millones de $ (o 82 kUSD anuales).

Al proseguir en el área de Economía y Finanzas habrá cuatro personas, un gerente y tres subordinados. El gerente estará a cargo del área y de sus 3 subordinados uno estará encargado de planificación y presupuesto, otro se encargará de facturación y clientes y otro de finanzas. Este personal pertenece al convenio colectivo del sindicato de comercio, donde el personal administrativo tiene un sueldo básico de 29.010 $ por mes, con cargas sociales de 50 %. El gerente entra dentro de personal jerárquico, con sueldo básico de 53.020 $ mensuales, con un 43 % de cargas sociales. Ambos niveles cobran 13 sueldos por año. El costo total del personal anual es de 0,985 Millones de $ (o 22,5 kUSD) para el gerente y 1,70 Millones de $ (o 38,5 kUSD) para el personal.

Para el área de Recursos Humanos, se encuentra el gerente encargado del área y 2 personas dependientes de el, una encargada de salarios y otra a cargo de asuntos de personal (desde capacitaciones hasta ambiente laboral). Para ambos niveles de personal se tienen las mismas escalas que las mencionadas anteriormente, dando un costo total anual de 0,985 Millones de $ (o 22,5 kUSD) para el gerente y 1,12 Millones de $ (o 25,5 kUSD) para el personal.

El personal del área de gerencia de Financiera trabajara un solo turno de 8 horas diarias. Además, el sueldo aumenta por antigüedad un 2 % por año (por encima del convenio concertado).

Entrando al área de Gerencia de Planta, aquí se encuentran 3 sub-gerencias, Planificación y Relaciones Públicas (donde se trabaja un turno diario), Operación y Mantenimiento (donde se trabaja 1 turno, pero hay personal durante los tres turnos), y el área de Operaciones de Planta (donde se trabajan tres turnos rotativos).

El personal que trabaja en planta pertenece al convenio Colectivo de Luz y Fuerza. Dentro de las categorías, hay tres niveles diferentes que trabajarán en la planta, funcional, que son los gerentes de cada sub-gerencia y tienen un sueldo básico de 51.380 $ mensuales; técnico, que son los trabajadores de mantenimiento, con un sueldo de 37.780 $ mensuales y operarios, que son los trabajadores de planta y tienen un sueldo de 32.180 $ mensuales. Las últimas 2 categorías tienen un 50 % de cargas sociales y la categoría funcional cargas por 40 %. Las tres categorías tienen 12 sueldos más el Sueldo Anual Complementario (aguinaldo). Además, hay un aumento de 2,5 % por año debido a antigüedad de todo el personal.

La sub-gerencia de Planificación y Relaciones Públicas tiene cuatro personas, el gerente y tres dependientes, uno encargado de planificación y gestión de residuos, uno encargado de proyecciones de generación de electricidad y requerimientos, y el último encargado de las Relaciones Públicas. Las tres personas son de categoría “operario” y el gerente “funcional”. El costo total es de 0,935 Millones de $ (o 21,25 kUSD) anuales para el gerente y 1,88 Millones de $ (o 42,75 kUSD) anuales para el personal.

La sub-gerencia de Operación y Mantenimiento consta de 9 personas, gerente (categoría “funcional”), una persona de rutina de mantenimiento (categoría “técnico”), una persona en seguimiento de operaciones y mantenimiento (categoría ”técnico”) encargada de hacer seguimiento de las operaciones, desgastes de maquinarias y detección de fallas, y seis personas en taller (categoría “técnico”) que se encargan de las operaciones de mantenimiento (tanto preventivo como una vez parada la planta). Trabajan 2 personas por turno, con turnos rotativos. Es importante saber que el turno nocturno (por convenio) es de 7 horas, y que al trabajar 8 horas, la última se paga un 50 % más. Teniendo en cuenta esto último y las personas en el área, se calcula el costo total anual de 0,935 Millones de $ (o 21,25 kUSD) para el gerente y 5,89 Millones de $ (o 134,00 kUSD) para el personal.

La sub-gerencia de Operaciones consta de 29 personas, el gerente (categoría “funcional”) que trabaja un turno, 1 analista de laboratorio (categoría “técnico”) y 27 personas que son los operarios de planta (categoría “operario”) y se encargan de llevar a cabo los procesos de planta y controlar que este funcionando correctamente. El analista de laboratorio tiene la función de supervisar la calidad de los residuos y que el poder calorífico sea el indicado en la cámara de combustión. Los operarios se dividen en tres turnos rotativos por semana con 9 personas cada turno. Dentro de las actividades se encuentran el operario de la grúa, operario del buldozer encargado de cargar las cenizas de fondo a los camiones que la transportan a disposición, 2

operarios encargados de supervisión del proceso desde el cuarto de control, 1 persona encargada de recepción de residuos y materias primas, 2 personas controlando el proceso en la planta y un supervisor de toda la planta por turno. Nuevamente, el turno nocturno la última hora se paga 50 % más. El costo total anual del área entonces es 0,935 Millones de $ (o 21,25 kUSD) para el gerente, 0,736 Millones de $ (o 16,743 kUSD) para el analista de laboratorio y 17,65 Millones de $ (o 401,11 kUSD) para el personal inferior.

Por último, se encuentra el asesor ambiental, encargado de supervisar que se cumplan las normas ambientales, y poder corregir cualquier desbalance generado. Controlar los niveles de emisiones, la calidad de las cenizas de fondo, o entender la composición de los residuos peligrosos para alertar al proveedor encargado de tratarlos y disponerlos, son algunas de sus tareas. En esta tarea se contratará una persona experimentada, cuyo sueldo, según consultoras es en promedio de 63.000 $ mensuales, con cargas sociales de 30 %. Sumando el SAC, el costo anual es de 1,067 Millones $ (o 24 kUSD).

Finalmente, a continuación se calculan los costos totales anuales para todo el personal necesario en la empresa (se tiene en cuenta aumento por antigüedad). Los costos se expresarán en dólares debido a que en $ no se tendrían en cuenta los efectos inflacionarios, y si bien el dolar no sigue este efecto a la par, suele replicarlo muy fielmente. En el estudio económico-financiero se tendrá en cuenta el efecto inflacionario.

Costo de mano de obra proyectado USD/año													
Equipo	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Director general	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000
Gerentes medio-altos	82.000	82.000	82.000	82.000	82.000	82.000	82.000	82.000	82.000	82.000	82.000	82.000	82.000
Gerentes medios comercial	45.000	45.900	46.818	47.754	48.709	49.684	50.677	51.691	52.725	53.779	54.855	55.952	57.071
Gerentes medios planta	63.750	65.344	66.977	68.652	70.368	72.127	73.930	75.779	77.673	79.615	81.605	83.646	85.737
Personal comercial	64.000	65.280	66.586	67.917	69.276	70.661	72.074	73.516	74.986	76.486	78.016	79.576	81.167
Personal operativo de planta	443.860	454.957	466.330	477.989	489.938	502.187	514.742	527.610	540.800	554.320	568.178	582.383	596.942
Personal técnico de planta	134.000	137.350	140.784	144.303	147.911	151.609	155.399	159.284	163.266	167.348	171.531	175.820	180.215
Personal de laboratorio	16.743	17.162	17.591	18.031	18.482	18.944	19.417	19.903	20.400	20.910	21.433	21.969	22.518
Asesor Ambiental	24.198	24.198	24.198	24.198	24.198	24.198	24.198	24.198	24.198	24.198	24.198	24.198	24.198
Costo MOD anual (USD)	**993.551**	**1.012.190**	**1.031.284**	**1.050.844**	**1.070.882**	**1.091.409**	**1.112.438**	**1.133.980**	**1.156.048**	**1.178.656**	**1.201.816**	**1.225.542**	**1.249.848**

Equipo	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Director general	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000
Gerentes medio-altos	82.000	82.000	82.000	82.000	82.000	82.000	82.000	82.000	82.000	82.000	82.000	82.000
Gerentes medios comercial	58.212	59.377	60.564	61.775	63.011	64.271	65.557	66.868	68.205	69.569	70.960	72.380
Gerentes medios planta	87.880	90.077	92.329	94.637	97.003	99.428	101.914	104.462	107.073	109.750	112.494	115.306
Personal comercial	82.791	84.447	86.136	87.858	89.615	91.408	93.236	95.101	97.003	98.943	100.922	102.940
Personal operativo de planta	611.866	627.163	642.842	658.913	675.385	692.270	709.577	727.316	745.499	764.137	783.240	802.821
Personal técnico de planta	184.720	189.338	194.072	198.924	203.897	208.994	214.219	219.575	225.064	230.691	236.458	242.369
Personal de laboratorio	23.081	23.658	24.249	24.856	25.477	26.114	26.767	27.436	28.122	28.825	29.546	30.284
Asesor Ambiental	24.198	24.198	24.198	24.198	24.198	24.198	24.198	24.198	24.198	24.198	24.198	24.198
Costo MOD anual (USD)	**1.274.748**	**1.300.257**	**1.326.389**	**1.353.161**	**1.380.587**	**1.408.683**	**1.437.467**	**1.466.955**	**1.497.164**	**1.528.112**	**1.559.817**	**1.592.298**

Tabla 23.1: Costos mano de obra proyectados.

La complejidad y riesgos presentes en la planta presentan un alto desafio operacional que requiere que adicionalmente a la contratación de los empleados con las capacidades mencionadas se invierta en la constante capacitación de estos para la correcta ejecución de sus tareas, incluyendo (Rand et al., 2000):

- Capacitación en gestión publica para puestos gerenciales

- Sesiones de buenas practicas en operación de planta y procedimientos para operarios.
- Capacitación en seguridad e higiene en el ámbito laboral para todos los empleados.
- Capacitación en uso y cuidado de equipos de protección a operarios y equipo de mantenimiento.
- Capacitación en primeros auxilios y control de emergencias.

Estas capacitaciones deben realizarse de manera recurrente siguiendo el cronograma de un plan integral de capacitación de personal con intervención de facilitadores y entrenadores externos en conjunto con la dirección y responsables de las áreas de capacitaciones, gestión ambiental y seguridad e higiene.

23.2. Operaciones de mantenimiento y vida útil

Durante la operación regular de la planta generadora, tanto el personal de mantenimiento como el personal de planta tendrán una posición activa en el mantenimiento de la calidad del proceso y de la seguridad e higiene del lugar de trabajo.

Es importante entender y bogar por que las paradas que se realicen en planta sean aquellas obligadas por los equipamientos que demandaron la inversión más grande, y que deben parar obligatoriamente durante casi 30 días por año para mantenimiento. Este es el caso con los filtros de manga: deben ser cambiados con frecuencia anual para poder mantener la vida útil del equipamiento. El mejor momento para realizar el cambio entonces será al momento en que la planta este fuera de funcionamiento.

Por esto los diferentes equipos presentes en el proceso de incineración de residuos y generación de electricidad necesitan de diferentes esquemas de mantenimiento preventivo para así poder maximizar el tiempo de trabajo y no sufrir paradas imprevistas. Los plazos, frecuencias y tiempos de mantenimiento de cada aspecto de los equipos son especificados por su fabricante, quien realiza ensayos de carga y desgaste a lo larga de la vida útil para así proveer las mejores prácticas al usuario.

La planificación, donde se revisan y preparan las herramientas, solicitando los repuestos necesarios y se detallan las verificaciones sobre corrosión en los materiales y estado de las piezas clave, como las naves de la parrilla incineradora y aspersores de amoníaco.

A continuación se detallan las mejores practicas recomendadas por cada proveedor para el mantenimiento preventivo de los equipos.

23.2.1. Etapa de incineración

23.2.1.1. Grúa

El mantenimiento preventivo de la grúa comienza con una inspección visual realizada por el operario o supervisor al comienzo de cada turno de trabajo junto con el registro en una hoja de inspección diaria. El siguiente aspecto a revisar consiste en confirmar que el área por donde se moverá la garra de la grúa está liberado, esto quiere decir que no hay objetos impidiendo el paso y que no se encuentran operarios realizando tareas allí. Una vez realizados estos pasos, se observa que existen distintos chequeos a realizar durante la operación.

En primer lugar, debe realizarse una inspección visual sobre los cables de acero que sostienen la garra chequeando que no haya hilos de acero que se hayan cortado. En segundo lugar, debe observarse que el enrollamiento del cable de acero en el tambor esté desarrollándose de forma correcta, esto es, progresivamente de lado a lado del tambor. En tercer lugar, debe observarse si la garra presenta dobleces o golpes que puedan provocar accidentes durante el transporte de carga. En cuarto lugar, para asegurar una vida útil extendida, debe asegurarse que los movimientos de traslación de la grúa están alineados, en caso de que no, se producirá un desgaste excesivo de los rieles o partes rotativas y, en consecuencia, podrían ocurrir accidentes que pongan en peligro a los operarios. Por ultimo, en todos estos pasos, es importante que el operario se asegure que no haya presencia de óxido en las partes metálicas, especialmente en aquellas sometidas a carga durante la operación.

En cuanto al servicio de mantenimiento anual, por cuestiones operativas, se recomienda hacerlo cuando se realice la parada de planta anual para no impedir la actividad del proyecto. En primer lugar, durante este período se debe realizar un chequeo del aceite o grasa lubricante de los cables de acero, de los rieles o ejes de movimiento y de los engranajes de la caja de cambio, de esta ultima también debe revisarse el estado de los engranajes, realizando el correspondiente cambio de ser necesario. En segundo lugar, debe revisarse el estado de la viga principal buscando la ausencia de grietas, abolladuras o dobleces. En tercer lugar, se debe confirmar la ausencia de puntos de óxido que pongan en peligro la vida útil.

23.2.1.2. Parrilla móvil

La parrilla móvil es aquel equipo sobre el cual el residuo comienza a avanzar hasta ser combustionado completamente, por ello, está expuesto a altas temperaturas durante todo el tiempo de actividad y su estado es de gran importancia para asegurar que los RSU se están quemando de forma homogénea y completa. Durante la parada de planta anual se debe revisar la presencia de desacoples o desgastes en los eslabones ya que podrían dificultar la

combustión correcta de los RSU provocando mayores emisiones, mayor numero de partículas en suspensión o daños en las tuberías del boiler, también, podría provocar la filtración de cenizas u otros materiales que provoquen daños a los eslabones durante el movimiento. Es una buena práctica activar la parrilla móvil sin calentamiento para verificar que el movimiento de los eslabones se esté dando de forma correcta. Este equipo tiene como beneficio que los eslabones pueden intercambiarse de forma individual ante desgaste excesivo de alguno de ellos. El recambio de los eslabones genera que la vida útil de este equipo se extienda por +20 años.

23.2.2. Ciclo térmico

23.2.2.1. Bomba

El monitoreo de los valores que entregan los distintos sensores es fundamental para garantizar el funcionamiento correcto del equipo. En primer lugar, durante la inspección diaria de la bomba, el operario o supervisor debe prestar atención a la presencia de ruidos inusuales, la presencia de goteras, la presencia de calentamiento excesivo de la carcasa y la presencia de vibraciones. En segundo lugar, debido a la presencia de humedad y calor, se debe prestar especial atención a la presencia de óxido. En tercer lugar, se debe verificar el desgaste de cojinete, ejes, rodamientos y sellos mecánicos. Por ultimo, se debe verificar la calidad del aceite lubricante y realizar los cambios con la frecuencia indicada por el fabricante.

23.2.2.2. Boiler

La caldera seleccionada tiene la ventaja de contar con un plazo entre paradas de mantenimiento de 18 meses, 6 meses más que el standard de mercado. Cuenta con limpieza automática, durante la operación, de hollín, esto permite garantizar la homogeneidad en la transmisión de calor y asegurar un calentamiento correcto del fluido de trabajo. También, cuenta con una protección exterior contra el óxido y el ataque químico que puedan provocar las clorinas provenientes de la incineración de la basura (Volund, 2018). Durante la parada anual debe realizarse una revisión del material donde ocurre el intercambio de calor, tanto interna como externamente, buscando desgastes u otros indicios de daño. Deben limpiarse en profundidad los sitios donde se produce el calentamiento, tanto interna como externamente, asegurando la eliminación de material adherente que afecte la operación normal. (Engineering, 2018)

23.2.2.3. Turbina

Durante la operación diaria de este equipo deben revisarse las alarmas, avisos y parámetros propios de los sensores del equipo (nivel de revoluciones temperatura de entrada presión de entrada y salida, nivel y presión de aceite, etc.), y debe realizarse una inspección visual en busqueda de fugas de aceite, vapor, goteras, ruidos o vibraciones inusuales. Información recavada. Aquí se designa al personal del proveedor necesario para llevar a cabo el mantenimiento.

1. Desmontaje y limpieza, donde se desarma y se limpian cuidadosamente las partes del equipo, en búsqueda de alguna falla inesperada.
2. Inspección, en una etapa más exhaustiva, se busca la posible existencia de roturas o fallas en rotores o álabes del compresor.
3. Sustituciones y tareas de mantenimiento, donde las bujías, álabes, cojinetes, sensores y filtros son intercambiados y también se realizan tareas de mantenimiento como ajuste de piezas sueltas, cambio de aceite de refrigeración, limpieza de bombas.
4. Montaje y pruebas finales, luego de finalizado todo el proceso vuelve a montarse la turbina a su forma original.
5. Informe final, donde se documenta todo el proceso y los cambios realizados.

La caldera y parrilla de incineración, pasan por un extenso proceso de hasta 30 días en donde se realiza una prueba denominada Overhaul (Renovetec, 2018) para asegurar el funcionamiento del equipo durante toda su vida util, y consiste en los siguientes pasos:

1. Análisis del espectro de vibración de turbina, reductor y alternador, a distintas velocidades y en aceleración: Se verifica así la posible ausencia de problemas en cojinetes, el estado de la alineación y el equilibrado de los tres equipos.
2. Inspección boroscópica de álabes: Con esta tarea se comprueba el estado de los álabes, las posibles incrustaciones que puedan haber aparecido en la superficie de éstos y defectos en algunos de ellos, por roces o impactos.
3. Apertura de cojinetes y comprobación del estado. Cambio de cojinetes de ser necesario.
4. Cambio de aceite: Si es necesario se sustituye el aceite, pero no es habitual cambiar el aceite de forma sistemática sin haber detectado síntomas de que está en mal estado. Esta acción evita trabajar con un aceite en mal estado y garantiza la ausencia de problemas de lubricación.

5. Cambio de filtros de aceite: esto garantiza el buen estado del aceite y la filtración de partículas extrañas.

6. Inspección de la válvula de regulación de turbina: esto garantiza el buen estado de los elementos internos de la válvula, su correcto funcionamiento, y la comprobación del filtro de vapor de la válvula, lo que hará que la regulación sea la correcta, no haya problemas de sincronización ni de regulación y no pasen elementos extraños a la turbina que puedan haber sido arrastrados por el vapor.

A su vez, también se realizan otras inspecciones detalladas a continuación:

1. Inspección del grupo hidráulico: cambio de filtros y de aceite.

2. Comprobación de pares de apriete de tornillos: el apriete de los tornillos de sujeción a la bancada y los tornillos de la carcasa, entre otros, deben ser revisado. Esto evitará, entre otros, problemas de vibraciones debidos a un deficiente anclaje.

3. Comprobación de alineación de turbina-reductor y reductor-alternador: se haya detectado o no en el análisis de vibraciones, es conveniente comprobar la alineación mediante láser al menos una vez al año.

4. Comprobación del estado de acoplamiento turbina reductor y reductor-alternador. La comprobación visual de estos acoplamientos elásticos evitará entre otros efectos la aparición de problemas de vibración.

5. Inspección visual de los sellos laberínticos, por si se hubieran dañado desde la última inspección.

6. Comprobación de la presión del vapor de sellos: la presión de sellos debe estar regulada a una presión determinada, ni más ni menos.

7. Termografía de la turbina: permitirá saber si se están produciendo pérdidas de rendimiento por un deficiente aislamiento o por fugas de vapor.

8. Prueba de potencia: al finalizar la inspección será conveniente comprobar las prestaciones de la turbina, especialmente la potencia máxima que es capaz de alcanzar

23.2.2.4. Condensador

En lo que se refiere a mantenimiento del equipo condensador, su centro se fija en la limpieza de tubos por los cuales circulan los fluidos de trabajo y de refrigeración

Cuando hablamos de sistemas de limpieza, nos referimos sobre todo a la limpieza de los tubos, ya que posibles incrustaciones o impurezas en su interior, puede provocar que la transferencia de calor no sea óptima. La limpieza puede hacerse de dos maneras:

1. Con cepillos cilíndricos que se introducen en los tubos impulsándolos con agua a presión. Esta limpieza se puede hacer a mitad de carga de la turbina si el condensador puede dividirse en dos partes. Si no, es necesario parar la turbina.
2. Mediante la circulación de bolas esponjosas durante la marcha normal del equipo para limpiar las paredes, también llamado taprogge. (Casado, 2011)

23.2.3. Etapa eléctrica

23.2.3.1. Generador

Las operaciones de mantenimiento del generador eléctrico libre de cepillos buscan reducir las fallas mas comunes en este tipo de equipos.

1. Contaminación

   La suciedad y las cenizas volantes pueden ingresar a los excitadores del generador a través de filtros, puertas abiertas, fugas en el sello de la ventana, fugas en el sello de la puerta y fugas en el sello de la carcasa. Estos contaminantes pueden acumularse en los disipadores de calor y, eventualmente, proporcionar una ruta eléctrica desde los disipadores de calor de diodo hasta la forja de la rueda de diodo, evitando el aislamiento entre el disipador de calor y la rueda de diodo.

   Debido a la inevitable acumulación de suciedad y cenizas volantes en las plantas de generación, los excitadores sin escobillas deben ser revisados cada diez años. Se realiza un desmontaje completo de la unidad, incluidos todos los componentes de las ruedas de diodo. El aislamiento debe limpiarse o reemplazarse en caso de encontrarse en mal estado . En caso de haberse dañado los cableados, estos deberán ser reemplazados. Las bandas de vidrio deben repararse, si es necesario.

   Por supuesto, resulta ideal evitar que los contaminantes entren en el excitador en primer lugar. Es posible modernizar los excitadores sin escobillas enfriados por aire con un sistema de ventilación con presión positiva. Este sistema inhibe la acumulación de polvo y suciedad en las ruedas del diodo manteniendo una presión mayor que la atmosférica dentro de la casa del excitador.(Tom Figiel & Jim Bothwell & William Moore, P.E., 1998)

2. Humedad

   La presencia de agua contaminada, condensación o cualquier tipo de humedad también puede causar fallas en los componentes de la rueda del diodo. La humedad también puede ser un problema en las unidades exteriores, si el sello entre la carcasa del excitador y la placa de la suela no es adecuado. En caso de detectarse la presencia de humedad dentro del equipo generador, esta debe ser removida y deben repararse los sellos dañados(Tom Figiel & Jim Bothwell & William Moore, P.E., 1998)

3. Otros aspectos de fallas en le generador

   Otros aspectos que deben revisarse durante el mantenimiento del equipo generador son: revisión de vibraciones de elementos mecánicos, control de fisuras en bandas de vidrios, control de aislamiento en cojinetes.y revisión de materiales eléctrica (Tom Figiel & Jim Bothwell & William Moore, P.E., 1998)

23.2.3.2. Estación transformadora

Observando los elementos que forman parte de la estación transformadora, puede verse que el más critico de ellos es el transformador de potencia. Durante la parada anual de planta, se realizarán los siguientes ensayos destinados a conocer el estado interno del transformador:

1. Ensayo de vacío: inserción de una tensión alterna en el devanado de alta tensión del transformador por cada una de sus fases estando el lado de baja abierto.
2. Ensayo de cortocircuito: inserción de una tensión por un devanado (el de alta) estando el otro devanado en cortocircuito.
3. Resistencia de bobinados: determinación de la resistencia omhica pura de los devanados de cada fase para ambas tensiones del transformador.
4. Ensayo de respuesta de frecuencia: determinar la curva

A su vez, se realizan estudios en el aceite sobre la rigidez dieléctrica, nivel de humedad disuelta, cromatografía de gases y cromatografía de furanos. Los resultados de estos análisis permiten detectar si el transformador esta funcionando de forma correcta y, en caso contrario, facilitan la determinación del origen de las fallas.

23.2.4. Tratamiento de gases

Respecto del proceso de tratamiento de gases se deben destacar los filtros de manga, en los que conceptualmente por su diseño y función en el circuito se acumulará material que devendrá

en desgaste químico y mecánico. En la misma línea, esta pieza clave del sistema es uno de los drivers más importantes de su rendimiento. Por los motivos expuestos se hará foco en su calendario y detalles del mantenimiento, aunque es menester mencionar que la totalidad de los equipos involucrados deberán respetar sus requerimientos tanto de mantenimiento predictivo como de mantenimiento preventivo. Entre los problemas más comunes en los filtros de manga (Neundorfer, 2018) se pueden mencionar:

- Problemas de instalación.
- Presión anormalmente baja en la manga.
- Presión anormalmente alta en la manga.
- Corrosión.
- Inflado de la manga del filtro.

Al recibir los equipos se deben realizar chequeos exhaustivos, no solamente de las partes que sean modulares sino también de las calibraciones internas. En cuanto las tareas de mantenimiento de los filtros se las puede agrupar según su frecuencia:

- Diarias. Estas incluyen: monitorear el flujo de gas, chequear la presión de trabajo, monitorear las luces indicadoras, revisar el sistema de descarga y asegurarse de la remoción del polvo, caminar dentro del filtro de manga para chequear las condiciones visuales y auditivas.
- Semanales. Estas incluyen: chequear todas las partes móviles del sistema de descarga (incluyendo los sistemas de transporte móviles), revisar la tensión de la bolsa, revisar todas las válvulas, revisión general de los componentes del ventilador.
- Mensuales. revisar todas las partes móviles de la manga agitadora, chequear corrosión en el ventilador, inspeccionar el contenedor de la manga por corrosión.
- Trimestrales. Revisar válvulas apagadoras, ducto para polvos, juntas mecánicas, estado de la pintura, y calibrar la opacidad del monitor.
- Anuales. Revisar todas las soldaduras y tornillos, comprobar el desgaste de la tolva y reemplazar las piezas de alto desgaste en el sistema de limpieza.

23.3. Renovación de equipos y stock de repuestos críticos

A continuación se presenta la vida útil esperada de los distintos equipos bajo condiciones correctas de mantenimiento durante la operación utilizando como referencia lo definido por los proveedores, sin embargo, resulta habitual habitual adjudicar una vida útil contable de 20 años a los siguientes equipos como se detallará en secciones posteriores

1. Grúa: +20 años.
2. Parrilla: +30 años.
3. Bomba: +20 años.
4. Boiler: +25 años.
5. Turbina: +20 años.
6. Condensador:+20 años.
7. Transformador: +30 años.

Los costos de cierre y liquidación de bienes serán detallados posteriormente en la sección 27.4

Es importante entender y bogar porque las paradas que se realizan en la planta sean aquellas obligadas por los equipamientos que demandaron la inversión más grande, y que deben parar obligatoriamente durante casi 30 días por año para mantenimiento. Este es el ejemplo de los filtros de manga; que deben ser cambiados con frecuencia anual para poder mantener la vida útil del equipamiento. El mejor momento para realizar el cambio entonces será el momento en que la planta esta fuera de funcionamiento.

CAPÍTULO 24: LAYOUT

En la presente sección se realiza el diseño cuantitativo, cualitativo y normativo de una propuesta de layout para el proyecto en desarrollo.

24.1. Características generales del layout

La construcción de plantas de WTE suelen requerir la optimización simultánea de diversas variables para mejorar su rendimiento y garantizar su operación y mantenimientos seguros. Entre las principales variables a considerar, se pueden mencionar:

- Flujo de materia y energía. Se apuntará a optimizar el flujo de materia y energía de trabajo (desde la entrada de residuos hasta la salida de humos), evitando codos y pérdidas de eficiencia.
- Espacio para operación y mantenimiento. Se debe lograr el mejor dimensionamiento posible para garantizar una adecuada operación y mantenimiento de la planta.
- Seguridad. Se apunta a optimizar la seguridad, cumpliendo con las restricciones y disposiciones legales, como con las recomendaciones de la bibliografía especializada.
- Capacidad de ampliación planta. Se debe lograr un layout que permita el más eficiente ampliación de planta para incrementar su capacidad.´
- Acceso de suministros y medios de transporte. Debe considerarse el más sencillo y directo acceso de camiones para el suministro y retiro de insumos y desechos, respectivamente.
- Acceso de suministros y medios de transporte. Debe considerarse el más sencillo y directo acceso de camiones para el suministro y retiro de insumos y desechos, respectivamente.
- Acceso a servicios. Se debe garantizar el acceso en forma eficaz a los servicios de agua corriente, gas y tendido eléctrico (conexión a nodo).

- Flexibilidad para modificar procesos. Más allá de que el layout esté optimizado para ciertos procesos en general, debe existir cierta flexibilidad para modificarlos y generar nuevas lógicas de funcionamiento en caso de que sean necesarias.

Con el fin de lograr los mejores estándares respecto a la optimización de las mencionadas funciones objetivo, existen dos dimensiones normalmente adoptadas para el cuerpo principal de la planta (desde la fosa de RSUs, equipo de incineración, tratamiento de gases y ciclo térmico):

Disposición lineal. Esta disposición puede verse en la figura 24.1, donde se esquematiza el layout de una central de WTE por incineración y acceso de los residuos en camión. El ala al acceso vial suele ser el ingreso de residuos, mientras que la chimenea de humos, último punto del tratamiento de gases, se ubica en el ala opuesta. El ingreso de los camiones puede ser por el ala de acceso vial o por un camino paralelo a la instalación lineal.

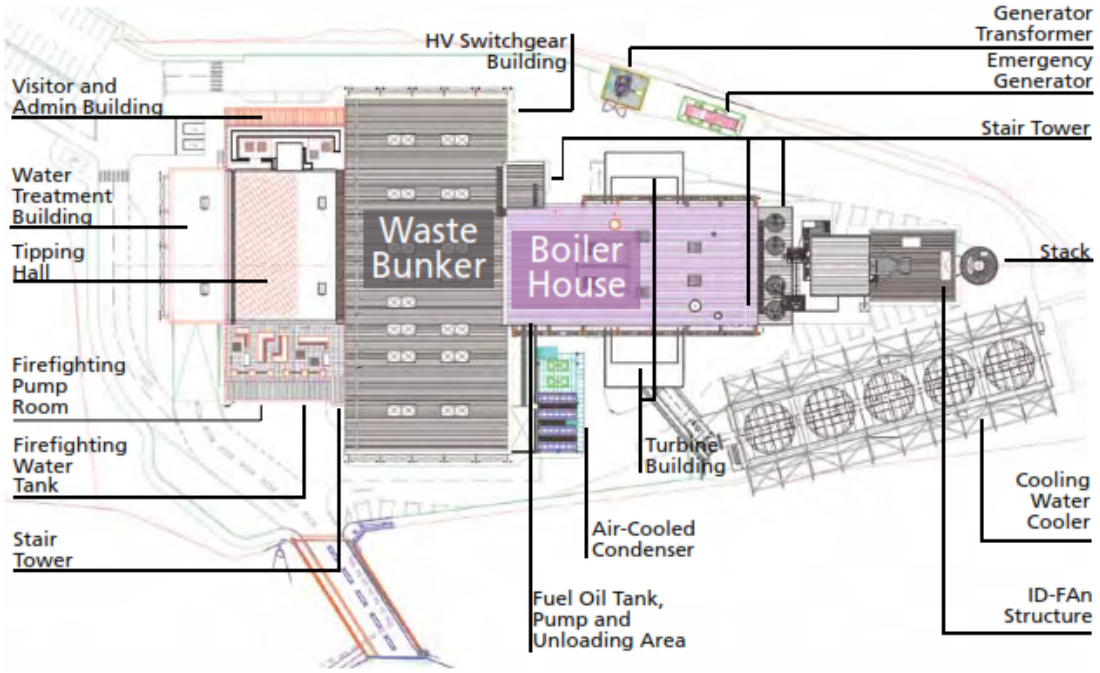


Figura 24.1: Layout característico de una planta de waste-to-energy por incineración con disposición lineal.

(Weber, 2014)

Disposición en ”L”. Esta disposición puede verse en la figura 24.2. El ala de acceso vial suele ser el de ingreso de los residuos, la construcción continúa lineal hasta la salida de la turbina (o entrada de esta), donde se adopta una construcción perpendicular para el tratamiento de gases y ubicación de la chimenea (o ubicación de la turbina). Esta disposición concentra en un cuadrado la ubicación de la planta, adaptándose más fácilmente a ciertos terrenos pequeños. A su vez, suele permitir un mejor acceso de los operarios a los edificios para operación y mantenimiento

.º&M". La mayor desventaja de esta disposición es la pérdida de eficiencia en el flujo de trabajo, que se enfrenta a más codos y cambios de sentido.

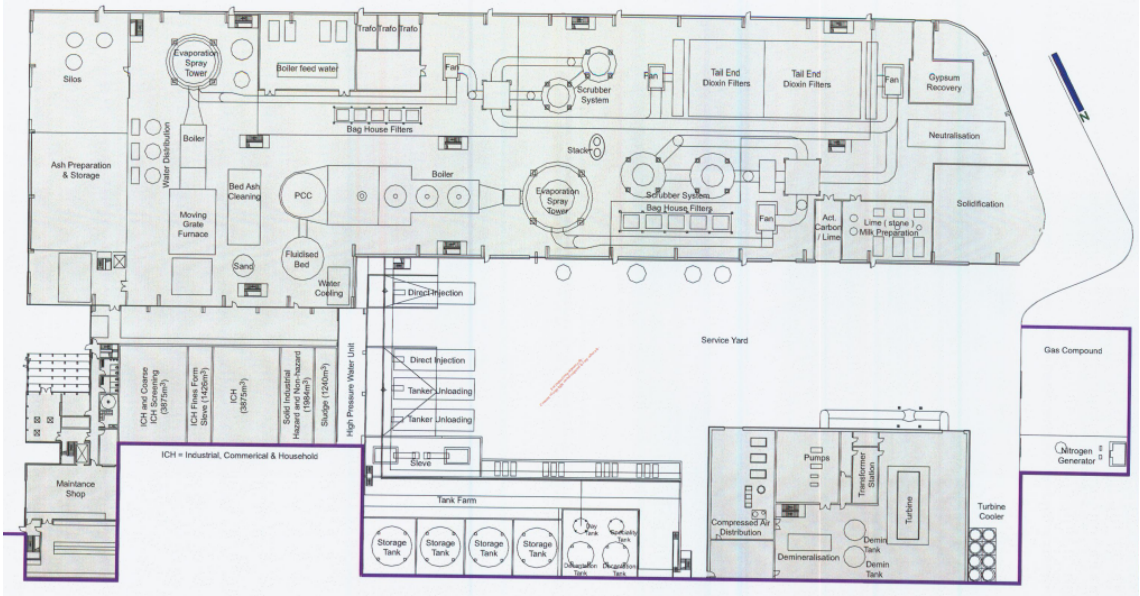


Figura 24.2: Layout característico de una planta de waste-to-energy por incineración con disposición en "L".

(Anrp Consulting Engineers, 2003)

24.2. Requerimientos de espacio para equipos

Se realizó el relevamiento de requerimientos de espacio por equipos a emplazar. En las siguiente tabla se señala, para cada uno de los sectores operativos principales de la planta, el requerimiento de espacio según sus dimensiones como ancho (width, "W"), alto (height, "H") y longitud (lenght, "L"), como también las restricciones o consideraciones relevantes para su emplazamiento. En los casos en que una misma medida condensa dos dimensiones, se trata de un diámetro de un cuerpo cilíndrico.

Equipo	W (m)	H (m)	L (m)	Consideración / Restricción
Incineración				
Fosa	30	15,00	20	La fosa tiene 15 metrso de profundidad sobre el nivel de piso
Parrilla + Boiler (fíjate la foto a la derecha)	20	30,00	40	-
Fosa para cenizas	7	5,00	10	Ingreso de cenizas por debajo de la parrilla
Ciclo de vapor				
Bomba de ciclo	1	0,80	1,4	Minimizar distancia a salida de turbina (menos pérdidas)
Condensador de tubo y carcasa	2,50		12,00	Posicionamiento horizontal
Turbina N20-N30 QNP	4,00	5,00	12,00	Carga desde camion
Generador QF-30-2	2,82	2,73	6,83	Conectado mediante eje a la turbina
Cañería caldera - turbina	0,30		-	Recirculación del ciclo térmico
Cañería turbina - condensador	0,30		-	Recirculación del ciclo térmico
Cañería condensador - bomba	0,13		-	Recirculación del ciclo térmico
Cañería bomba - caldera	0,20		-	Recirculación del ciclo térmico
Sistema de refrigeración				
Torre de enfriamiento (por una)	2,38	4,47	2,38	Posicionamiento vertical. Cinco unidades
Bomba de recirculación	2,00	1,50	1,50	Minimizar distancia a salida del condensador (mejor succión)
Bomba de alimentación	0,80	0,80	1,00	Minimizar distancia a toma de agua (mejor succión)
Cañería salida condensador	1,05		-	Recirculación del ciclo de enfriamiento
Cañería entrada condensador	1,05		-	Recirculación del ciclo de enfriamiento
Cañería alimentación refrigeración	0,15		-	Aliementación del ciclo de enfriamiento
Tratamiento de gases				
Filtro de manga	10,34	6,47	15,53	Estructura completa como la de la figura
Sistema de carga e inyeccion de Carbon Activado	4,81	1,44	4,87	Las dos lineas en un cuadrado de 4,874 x 3,415 m
Sistema inyección CaO	3,48	5,22	5,22	Las dos lineas en un cuadrado 10 x 10 m con el tanque
Silo de Cal hidratada	4,52	25,06	4,52	Carga desde camion
Tanque de amoníaco (Sistema RNCS)	2,78		12,88	Carga desde camion
Chimenea acero	3,00	55,00	3,00	2,2 m de diametro interno
Sistema eléctrico				
Cerco	16,50	3,00	4,50	Sistema eléctrico fuera de planta y aislado por cercos
Transformador	7,5	3,50	4,80	Ubicar en proximidad de generador
Descargador	5,5	6,50	1,92	-
Seccionador	5,5	6,50	5,20	-
Interruptor	5,5	9,00	2,00	-
Seccionador	5,5	6,50	5,20	-
Transformador de Corriente	5,5	6,50	2,50	-
Transformador de Tension	5,5	6,50	2,70	-
Soporte Interfaz Tierra-Aire	5,5	6,50	1,50	-

Tabla 24.1: Requerimientos de espacio y restricciones para principales equipos por sección .

24.3. Dimensionamiento modular

Una vez consideradas las dimensiones de los principales equipos de la instalación, se procede a su agrupación modular según funciones para luego, considerando los requerimientos de cada módulo, englobar los módulos en edificios que compartan requerimientos similares. Entre los principales criterios aplicados se encuentra:

- Espacio para equipos. Se aseguró que cada módulo cuente con el espacio requerido por los equipos en área, como la suma de los equipos intervinientes no apilables.
- Altura mínima. Se consideró como altura mínima del módulo aquella que es máxima entre los equipos intervinientes.

- Agrupamiento funcional. Para formar parte de un mismo módulo, se consideró que los equipos intervinientes cuenten con una exigencia funcional de cercanía entre ellos. Para esto, se tuvieron en cuenta las recomendaciones que la bibliografía dicta en cuanto a la disposición de equipos y aparatos de instalaciones térmicas.

A su vez, la determinación de algunos espacios fue calculada en forma analítica, considerando los balances de masa y su interacción con las cadenas de suministro externas. En este sentido, debe considerarse:

Área para despacho de RSUs en camiones. Se estimó considerando el aprovisionamiento diario de RSUs en camiones. Conociendo la cantidad diaria y la capacidad promedio de los camiones, se determinó la cantidad de camiones que arribarían por día. De esta forma, estimando en 30 minutos el tiempo de descarga, se calculó la cantidad de camiones que simultáneamente se encontrarían en el "dock". A partir de este valor, se estimó el área de despacho considerando el espacio mínimo ocupado por un camión, superficie de maniobra y alturas recomendadas para este tipo de edificios.

Despacho de RSUs	Cantidad	Unidad
Consumo RSUs diarios	1.000,00	tn/día
Capacidad promedio camión	8,00	tn
Cantidad camiones por día	125,00	u
Camiones por hora	5,21	u
Tiempo aproximado de descarga	30,00	min
Camiones simultáneos en despacho	2,60	u

Tabla 24.2: Requerimiento de espacio para el dock de descarga de RSUs en fosa .

Área para despacho de insumos. Se calculó a partir de las demandas diarias de los insumos principales para tratamiento de gases (carbón activado, cal hidratada y amoníaco 25 %). Considerando estas cantidades y la capacidad promedio de los camiones que las satisfacen (camiones cisterna para el caso de la cal hidratada y el amoníaco), se evaluó la cantidad máxima de camiones que podrían hallarse en el "dock" como máximo. Para esta cantidad de camiones, se calculó el área mínima considerando espacio para maniobras.

Despacho insumos	Cantidad	Unidad
Consumo Carbón Activado	1,04	tn/dia
Consumo Cal hidratada	20,80	tn/dia
Consumo Amoníaco	7,36	tn/dia
Capacidad promedio camión Carbón activado	8,00	tn
Capacidad promedio camión Cal hidratada	16,58	tn
Capacidad promedio camión Amoníaco	22,00	tn
Camiones por día Carbón Activado	0,13	u
Camiones por día Cal hidratada	1,25	u
Camiones por día Amoníaco	0,33	u
Camiones simultáneos totales (caso extremo)	4,00	u

Tabla 24.3: Cálculo de cantidad de camiones simultáneos para el dock de suministro de insumos
.

Área para el despacho de residuos peligrosos (RPs). Se estimó considerando la generación diaria de residuos peligrosos, compuestos principalmente por cenizas volantes. A partir de la generación diaria de RPs en toneladas, se calculó, según la capacidad promedio de los camiones que los trasladan, la cantidad de camiones por día que los trasladarán. Considerando un tiempo de carga de una hora, se calculó la simultaneidad de camiones operando en el sector y, otorgando suficiente espacio para maniobras, se calculó luego el área de ”dock”.

Despacho residuos peligrosos (RP)	Cantidad	Unidad
Residuos Peligrosos Diarios	79,95	tn/día
Capacidad promedio camión	8,00	tn
Cant camiones por día	9,99	u
Camiones por hora	0,42	u
Tiempo aproximado de carga	60,00	min
Camiones simultáneos en despacho	0,42	u

Tabla 24.4: Cálculo de cantidad de camiones simultáneos para el dock de despacho de residuos peligrosos .

Área para el despacho de cenizas de fondo. Se estimó considerando la generación diaria de cenizas de fondo, a partir de la cual se calculó, según la capacidad promedio de los camiones que las trasladan, la cantidad de camiones por día que las moverán. Considerando un tiempo de carga de una hora, se calculó la simultaneidad de camiones operando en el sector y, otorgando suficiente espacio para maniobras, se calculó luego el área de “dock”.

Despacho cenizas de fondo	Cantidad	Unidad
Cenizas de fondo diarias	170,00	tn/día
Capacidad promedio camión	8,00	tn
Cantidad camiones por día	21,25	u
Camiones por hora	0,89	u
Tiempo aproximado de carga	60,00	min
Camiones simultáneos en despacho	0,89	u

Tabla 24.5: Cálculo de cantidad de camiones simultáneos para el dock de despacho de cenizas de fondo .

Stock de carbón activado (insumos). Considerando el consumo diario de carbón activado en toneladas y los 15 días de stock requeridos para su suministro ininterrumpido, se calculó la cantidad de bolsas de 0,5 de media tonelada de capacidad a almacenar y su equivalente en volumen. Luego, considerando suficiente espacio para manipular las bolsas y almacenarlas, se calculó el tamaño del stock.

Stock Carbón Activado (insumos)	Cantidad	Unidad
Consumo Carbón Activado	1,00	tn/dia
Días de Stock	165,00	días
Cantidad de Stock	165,00	tn
Tamaño bolsas carbón activado	0,50	tn
Cantidad de bolsas	330,00	u
Densidad aproximada Carbón	1,80	tn/m3
Volumen por bolsa	0,28	m3
Volumen total en stock	91,67	m3

Tabla 24.6: Cálculo de cantidad de bolsas a almacenar de carbón activado .

Almacén de residuos peligrosos (RPs). Considerando la generación diaria de residuos peligrosos en toneladas y 3 días de stock para su almacenamiento en planta si tener problemas de capacidad, se calculó la cantidad de stock a considerar, en toneladas. A su vez, teniendo en cuenta la capacidad de los tambores de RPs, se calculó la cantidad a stockear en este almacén. A partir de esta cantidad se determinó luego el tamaño del stock, considerando .ªpilabilidad.en dos filas (divididos, según exige la normativa, por una estantería) y espacio suficiente de maniobra en pasillos.

Stock Residuos Peligrosos (RP)	Cantidad	Unidad
Generación Residuos Peligrosos	79,95	tn/día
Días de Stock	3,00	días
Cantidad de Stock	239,86	tn
Capacidad Contenedor RP	0,25	m3
Densidad aproximada RP	2,00	tn/m3
Cantidad de cilindros	479,72	u

Tabla 24.7: Cálculo de cantidad de tambores a almacenar de residuos peligrosos .

Taller de mantenimiento. Se estimó considerando, por un lado, las herramientas normalmente empleadas en este tipo de talleres y su requerimiento aproximado de espacio. Para la exigencia generada de superficie, se ajustó a una superficie final considerando espacio de movilidad de operarios y maniobra de máquinas y equipos.

Herramientas taller	A (m2)	H (m)
Mesa de trabajo (por 3)	8,00	0,90
Torno	1,20	1,50
Fresadora	2,40	2,20
Agujereadora de banco	0,64	2,20
Soldadora MIG/TIG	0,48	0,50
Soldadora Oxiacetilénica	0,40	2,00
Arenadora	0,50	0,70
Amoladora de banco (por 2)	0,40	1,20
Sector de lavado	1,60	2,50
Otros	40,00	3,00
Total	55,62	3,00

Tabla 24.8: Cálculo de requerimientos de espacio para el taller
(Iván Carricondo de la Fe, 2015)

Todos los casos anteriores fueron validados escalando, según potencia, los requerimientos de espacio de una central de waste-to-energy por incineración de características similares a las del presente trabajo (Anrp Consulting Engineers, 2003). A continuación, se condensan los requerimientos de espacio de todos los módulos considerados, como también sus principales restricciones o consideraciones.

Herramientas taller	A (m2)	H (m)
Mesa de trabajo (por 3)	8,00	0,90
Torno	1,20	1,50
Fresadora	2,40	2,20
Agujereadora de banco	0,64	2,20
Soldadora MIG/TIG	0,48	0,50
Soldadora Oxiacetilénica	0,40	2,00
Arenadora	0,50	0,70
Amoladora de banco (por 2)	0,40	1,20
Sector de lavado	1,60	2,50
Otros	40,00	3,00
Total	55,62	3,00

Tabla 24.9: Cálculo de requerimientos de espacio para el taller
(Iván Carricondo de la Fe, 2015)

Módulo	A (m2)	H (m)	Consideración / Restricción
Estacionamiento	760,00	-	A la intemperie
Despacho de RSUs	1.500,00	10,00	
Fosa de RSUs	600,00	-15,00	
Fosa de cenizas	70,00	5,00	
Despacho cenizas	700,00	10,00	
Tanque de agua contra incendio	25,00	6,00	A la intemperie. Tamaño aproximado (IRAM 3597)
Módulo de bomba contra incendio	4,00	4,00	
Módulo de incineración y boiler	1.280,00	30,00	
Módulo de bomba y condensador	213,00	4,00	
Módulo de turbina y generador	284,00	6,00	
Módulo eléctrico	625,00	9,00	A la intemperie
Tratamiento de gases	417,00	16,00	
Chimenea	9,00	55,00	
Almacén de insumos	330,00	3,00	
Almacén de residuos peligrosos	360,00	7,00	
Despacho de insumos	1.000,00	10,00	Tinglado
Despacho de residuos peligrosos	300,00	10,00	Tinglado

Tabla 24.10: Cálculo de requerimientos de área, altura y consideraciones de importancia para cada módulo. Primera parte .

Módulo	A (m2)	H (m)	Consideración / Restricción
Torres de enfriamiento	54,00	2,38	A la intemperie
Módulo de bombas enfriamiento	4,00	3,00	
Módulo de Mantenimiento	112,00	10,00	
Módulo de Operación	60,00	10,00	
Baños Taller	24,00	3,00	
Pañol Taller	56,00	7,00	
Módulo de laboratorio	68,00	3,00	
Baños laboratorio y operación	24,00	3,00	
Oficina de jefe de planta	35,00	3,00	
Oficina de jefe de mantenimiento	25,00	3,00	
Oficina de jefe de operaciones	25,00	3,00	
Sala de recepción de proveedores	72,00	3,00	
Sala comercial	30,00	3,00	
Baño sector administración	24,00	3,00	
Módulo bomba de alimentación	1,00	1,00	

Tabla 24.11: Cálculo de requerimientos de área, altura y consideraciones de importancia para cada módulo. Segunda parte .

24.4. Dimensionamiento edilicio

Se realiza el agrupamiento de los diversos módulos en edificios comunes. Para esto, se consideró principalmente:

- Requerimientos de espacio similares. Se agrupó según necesidades similares de espacio, que concentren módulos con anchos de paredes y alturas mínimas similares (que puedan homogeneizarse).
- Requerimientos de materiales similares. Se consideró el agrupamiento de espacios que presente una exigencia de materiales parecida (por ejemplo, paredes de ladrillos para edificios de administración, galpón para los edificios del talle de mantenimiento, hormigón para la fosa, etc.).
- Acceso a servicios públicos. Se consideró un requerimiento similar de acceso a servicios públicos, ya sea de gas o agua corriente, principalmente.
- Acceso a servicios del edificios. Se consideró un requerimiento similar de acceso a servicios del edificio, por ejemplo baños, aceras peatonales, estacionamiento, etc.
- Conexión con espacios de reaprovisionamiento. Se evaluó contar con espacios de aprovisionamiento por camión cuando fuese necesario, tomando en consideración la agrupación de espacios para supply de distintos materiales cuando fuese posible.
- Edificios típicos para esta aplicación. Se consideró el ejemplo de otros edificios típicos para este tipo de proyectos.

A partir de los criterios anteriores, se determinó la consideración de los siguientes edificios para la planta.

Edificio	Sectores	A (m2)	H (m)
Despacho de RSUs (DRSU)	Despacho de RSUs	1.500,00	10,00
Cuerpo principal (CP)	Fosa de RSUs	2.377,00	30,00
	Sector de incineración y boiler		
	Sector de bomba y condensador		
	Sector de turbina y generador		
Chimenea (Ch)	Chimenea (Ch)	9,00	55,00
Tratamiento de gases (TdG)	Tratamiento de gases	1.107,00	20,00
	Almacén de insumos		
	Almacén de residuos peligrosos		
Almacén cenizas de fondo (ACdF)	Fosa de cenizas	770,00	10,00
	Despacho de cenizas de fondo		
Tinglado despacho (TD)	Despacho de Residuos peligrosos	1.300,00	10,00
	Despacho de insumos		
Sala de bombas enfriamiento (SdBR)	Módulo de bombas enfriamiento	7,00	3,00
Sala de bomba realimentación	Módulo bomba de alimentación	3,00	3,00
Sala de bomba anti incendios	Módulo de bomba contra incendio	4,00	4,00
Taller de Mantenimiento (TdM)	Sector de Mantenimiento	217,00	10,00
	Pañol Taller		
	Oficina de jefe de mantenimiento		
Operación & Lab (O&L)	Sector de Operación	212,00	10,00
	Oficina de jefe de planta		
	Oficina de jefe de operaciones		
	Sector laboratorio		
	Baños laboratorio y operación		
Administración (Ad)	Oficina de jefe de planta	126,00	3,00
	Sala de recepción de proveedores		
	Sala comercial		
	Baño sector administración		

Tabla 24.12: Cálculo de requerimientos de área, altura y consideraciones de importancia para cada edificio de la planta .

24.5. Diseño de layout preliminares

Se comienza estimando las relaciones interdepartamentales de los edificios previamente calculados. Luego, se desarrollan dos propuestas de layout: una con una planta en “L” y la otra con una instalación lineal. Considerando finalmente una matriz de decisión, se selecciona la planta que optimiza el layout.

24.5.1. Relaciones Interdepartamentales

Para calcular la intensidad de relaciones interdepartamentales, se consideró un flujo “hard” y otro “soft”. El flujo “hard” considera los consumos de potencia entre distintos edificios y el

traslado del flujo de material de trabajo entre ellos. Este flujo se calcula a partir de la potencia y masa estimados en el balance de masa y energía. Como la mayor parte del flujo de materiales y energía fue optimizada al agrupar funcionalmente en módulos los equipos que formaban parte de mismos procesos, estas no interrelacionan a gran parte de los departamentales; pero aquellos que se ven involucrados deben obligatoriamente cumplir con la mejor satisfacción posible la relación “hard” entre edificios.

Por otro lado, se consideró un flujo “soft”. Esta intensidad de relaciones interdepartamentales será calculada considerando, por un lado, el grado de relación entre edificios por el flujo de equipos, aparatos y materiales que no forman parte de la materia de trabajo. Por otro lado, se considerará el grado de circulación de la mano de obra por los sectores de planta que involucran a los distintos departamentos. Ambas intensidades de circulación interdepartamental fueron estimados en base diez, teniendo en cuenta las recomendaciones de la bibliografía especializada para este tópico (Iván Carricondo de la Fe, 2015).

Las matrices generadas por dichos métodos se presentan en el anexo AB

A partir del análisis mencionado, se determinó la intensidad de flujo “hard” y “soft”. Para el caso “hard”, primero se recalculó cada matriz con base sobre su valor total, luego se determinó la matriz “hard” inicial considerando una ponderación del 60 % para el flujo de potencia y del 40 % para el flujo de materia; finalmente se calculó la matriz final, tomando como valores posibles “0”, “1”, “2” o “3” para cortes de la matriz inicial en “0”, “1” y “2”.

	DRSU	CP	Ch	TdG	ACdF	TD	SdBR	TdM	O&L	Ad
DRSU	-	3	-	-	-	-	0	0	0	0
CP		-	-	2	1	-	2	0	0	0
Ch			-	2	-	-	0	0	0	0
TdG				-	-	1	0	0	0	0
ACdF					-	-	0	0	0	0
TD						-	0	0	0	0
SdBR							-	0	0	0
TdM								-	0	0
O&L									-	0
Ad										-

Tabla 24.13: Relaciones interdepartamentales de tipo ”hard”.

Para el caso ”soft”, se calculó la ponderación entre dos matrices dando un peso del 70 % al caso de movimiento de materiales y del 30 % al caso del movimiento de operarios. para la determinación de la matriz inicial. La matriz final se obtuvo tomando como valores posibles “0”, “1”, “2” o “3” para cortes de la matriz inicial en “3”, “5” y “8”.

	DRSU	CP	Ch	TdG	ACdF	TD	SdBR	TdM	O&L	Ad
DRSU	-	3	0	0	0	0	0	0	1	1
CP		-	2	2	2	0	0	3	2	0
Ch			-	0	0	0	0	0	0	0
TdG				-	1	3	0	3	3	0
ACdF					-	1	0	2	2	0
TD						-	0	1	2	0
SdBR							-	2	2	0
TdM								-	3	0
O&L									-	0
Ad										-

Tabla 24.14: Relaciones interdepartamentales de tipo ”soft”.

Las tablas de relaciones interdepartamentales “hard” y “soft” fueron luego empleadas para el diseño de dos layouts preliminares. A continuación, se diagrama un layout en ”Lz uno lineal considerando las relaciones previamente mencionadas. Se marca en naranja las relaciones ”hardz en gris las ”soft”; a intensidad de la relación depende del espesor de la línea. En todos los casos, se apunta a optimizar en la mayor medida posible el flujo ”hard”, intentado a su vez dar los mejores resultados para el caso ”soft”.

24.5.2. Propuesta de layout en ”L”

A continuación, se presenta el layout preliminar resultante de emplear un diagrama en ”L”.

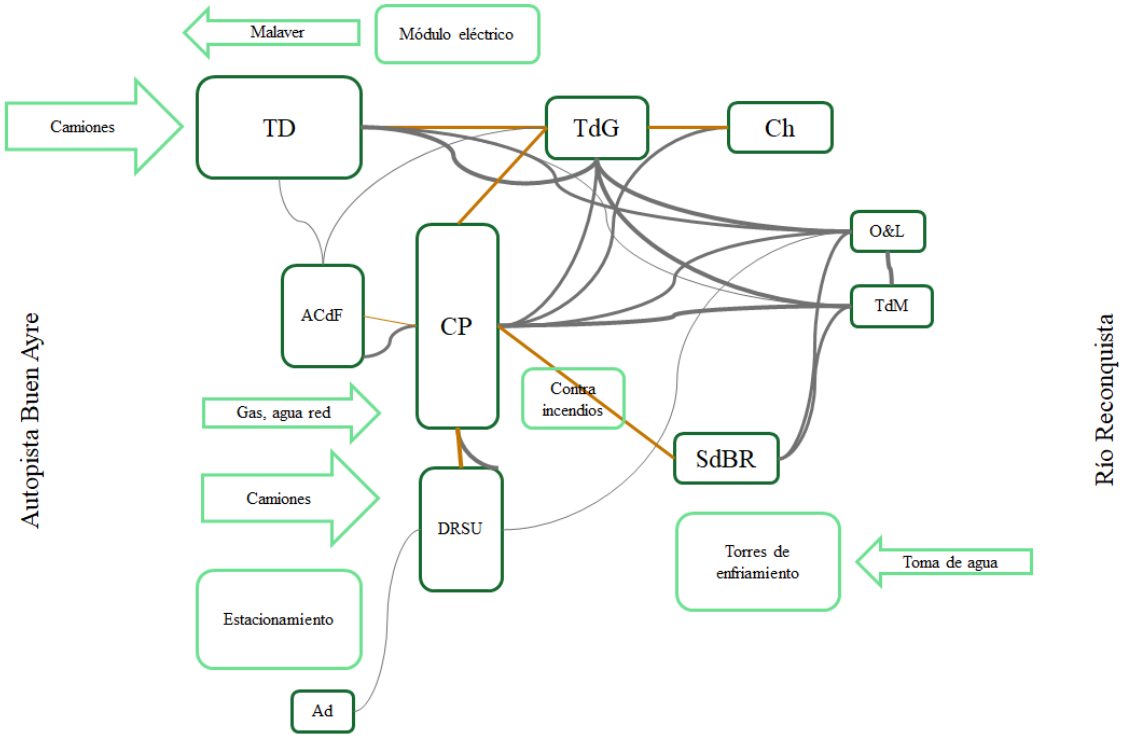


Figura 24.3: Layout preliminar con disposición en "L".

Como puede observarse en la figura 24.3, la planta se desarrolla desde entrada de residuos a generación eléctrica de noroeste a sureste. El límite noroeste es el Río Reconquista, mientras que el otro extremo está delimitado por la autopista del "Buen Ayre". El edificio principal se separa en dos sectores, con un primer tramo hasta generación eléctrica en la dirección del río y el tratamiento de gases y chimenea de forma transversal a este último. El ingreso de camiones al predio se realiza por un acceso directo a la playa de despacho de RSUs y otro al tinglado de despacho de insumos y residuos peligrosos. La planta cuenta con un pulmón central que otorga más facilidad de acceso a los empleados de operación y mantenimiento. La instalación eléctrica (desde generación hasta equipos seccionadores) se desarrolla al norte de la planta.

24.5.3. Propuesta de layout lineal

A continuación, se presenta el layout preliminar resultante de emplear un esquema de trabajo lineal.

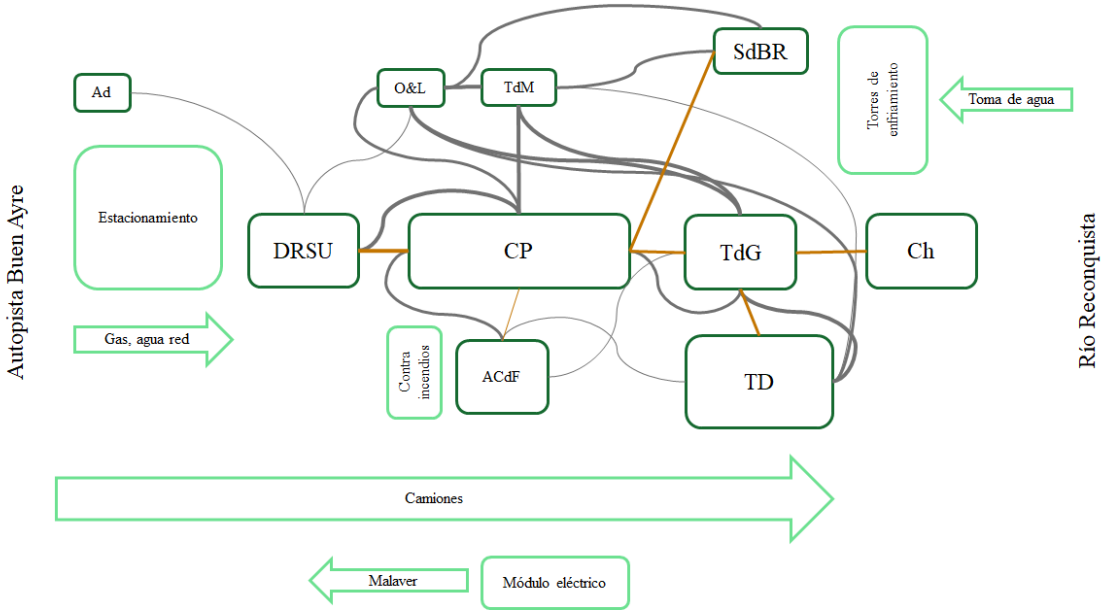


Figura 24.4: Layout preliminar con disposición lineal .

A igual que en la disposición anteriormente descripta, en el caso lineal de la figura 24.4, la planta se desarrolla desde entrada de residuos a generación eléctrica de noroeste a sureste. En este caso, la entrada de vehículos es única, extendiéndose por el primer acceso desde la autopista del ”Buen Ayre”. La edificación es totalmente lineal en lo que respecta a los edificios principales. La instalación eléctrica se desarrolla cruzando la vía de acceso de los camiones, lugar que es accedido a través de un cableado subterráneo.

24.5.4. Determinación de layout óptimo

La determinación del layout óptimo fue realizada a partir de la evaluación en una matriz ponderada de las variables a optimizar más importantes y en que más diferencia demuestran entre ambos modelos. A continuación se exhibe la matriz de ponderación, con los pesos y evaluaciones realizadas sobre cada layout propuesto.

Variable	Ponderación	Modelo "L"	Modelo Lineal
Flujo de proceso	30,00%	70	90
Recorrido y acceso para O&M	5,00%	85	75
Flujo de camiones	10,00%	60	90
Aprovechamiento del terreno	10,00%	70	85
Capacidad de ampliación	12,50%	70	85
Evita cuellos de botella	20,00%	80	85
Flexibilidad para modificar procesos	2,50%	85	75
Seguridad y comodidad	10,00%	85	85
	Total	73,625	86,25

Tabla 24.15: Matriz de decisión para la determinación del layout .

Si bien el layout en “L” aporta una optimización al recorrido de operarios, materiales trasladados y flexibilidad para modificar procesos, el layout lineal tiene fuertes ventajas en puntos que resultan claves. Con el formato lineal se mejora el flujo del proceso, evitando codos y tramos largos de recorrido del material y energía de proceso. A su vez, se logra el acceso más directo y lineal para camiones. Como tercer punto fuerte, el modelo en línea permite una más efectiva ampliación, ya que posibilita tratar el esquema como un módulo fácilmente replicable hacia el norte del terreno, instalando nuevas plantas con conexiones en “S” entre sus rutas de acceso para camiones. Debido a que logra mejorar el rendimiento en cuanto a lo cuantitativo y cualitativo, considerando restricciones legales, el layout lineal será el que se desarrollará en forma completa en al próxima sección.

24.6. Propuesta de layout final

A partir del modelo preliminar elegido, se proyectó el diseño de layout final. Para su interpretación, se deben tener en cuenta el siguiente código de colores para identificación de fluidos:

- Azul. Flujo de agua (líquido o vapor)
- Rojo. Flujo de gases de escape o humos.
- Verde. Flujo de insumos para tratamiento de gases.
- Amarillo. Línea eléctrica.
- Flujo punteado. Línea o tubería enterrada.

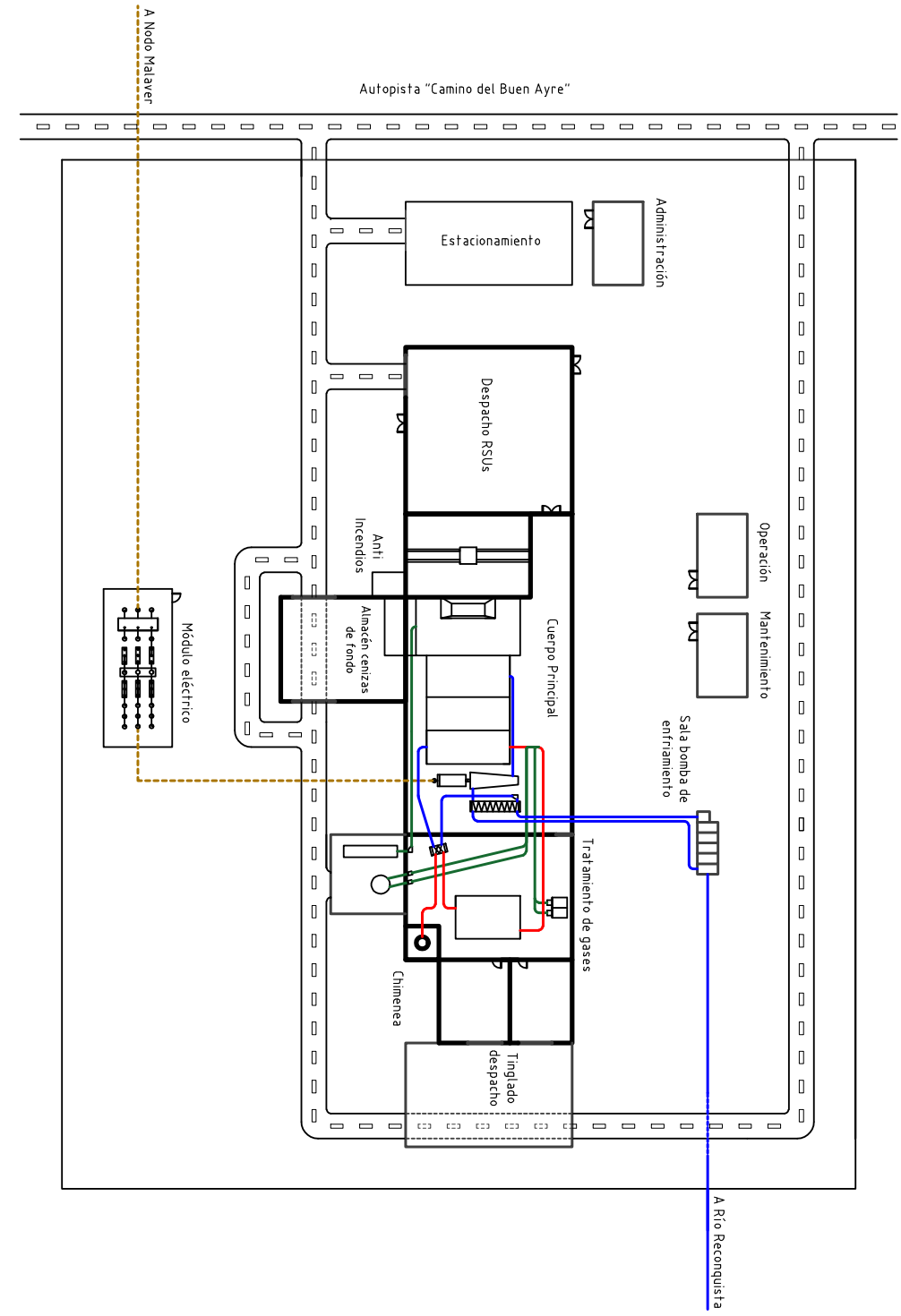


Figura 24.5: Layout general de planta .

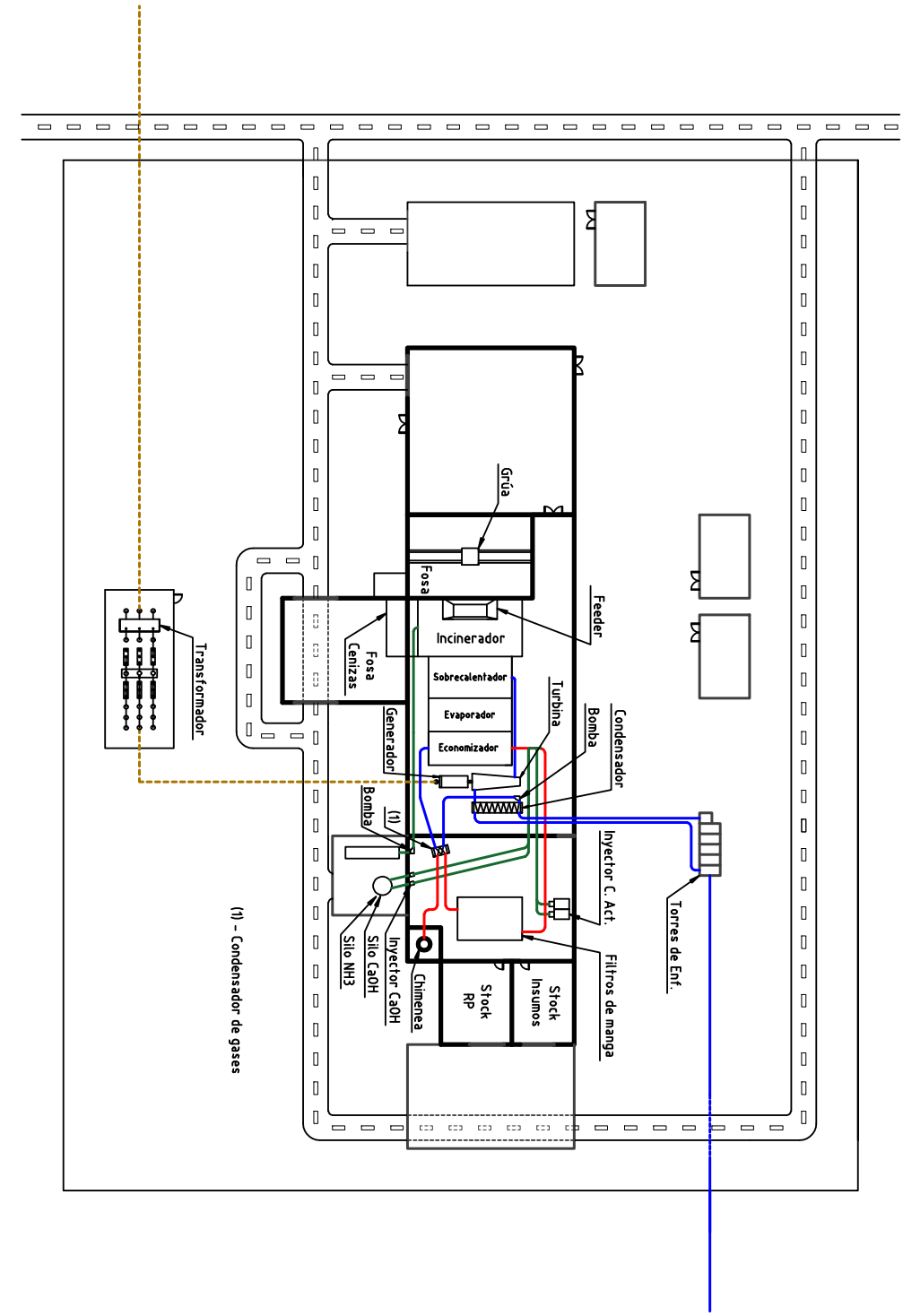


Figura 24.6: Layout general de planta con equipos señalados .

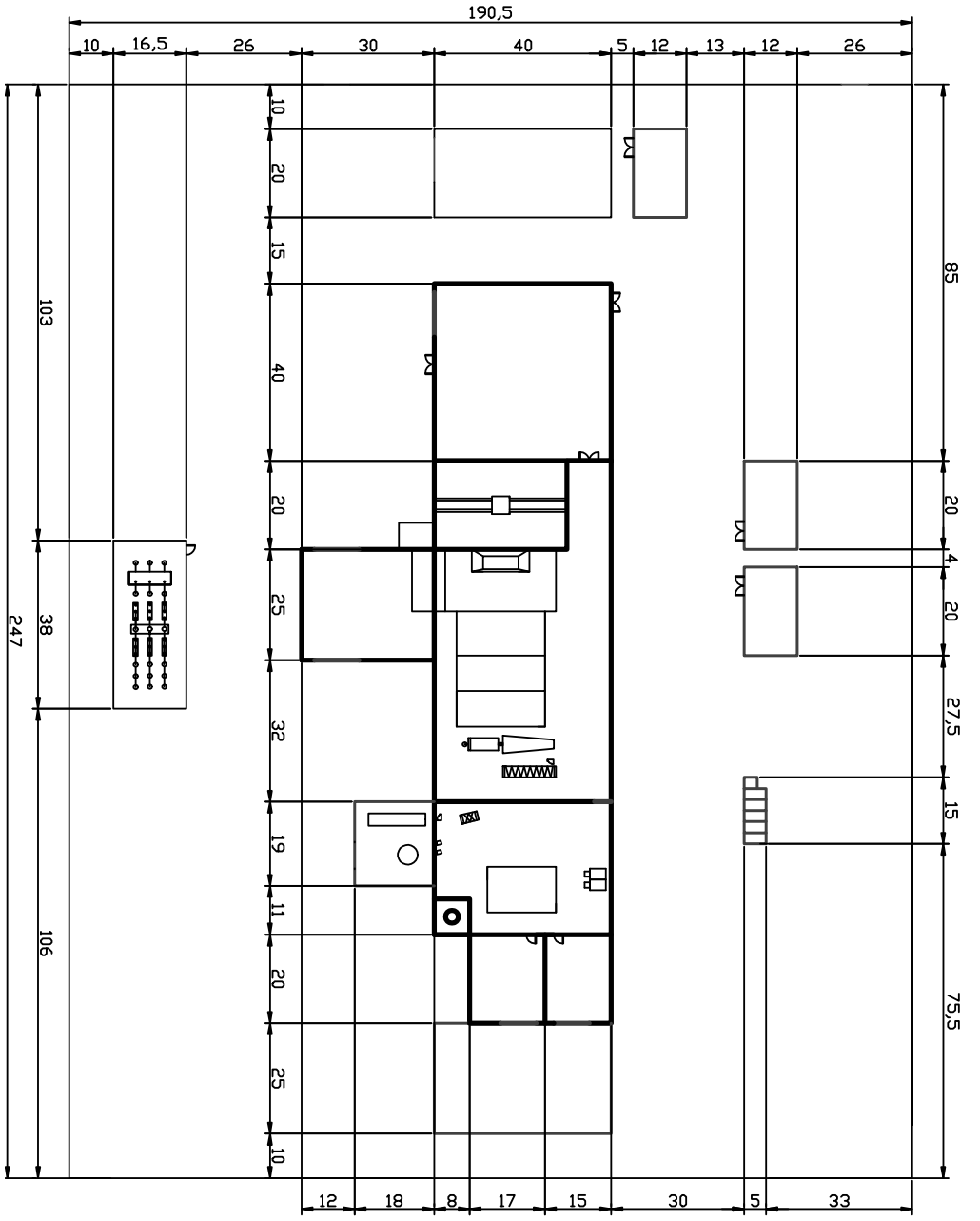


Figura 24.7: Layout general de planta con principales cotas .

Las alturas de los edificios anteriormente expuestos se detallan en al tabla a continuación.

Edificio	H (m)
Administración	3,00
Operación	10,00
Mantenimiento	10,00
Despacho de RSUs	10,00
Bomba anti incendios	4,00
Cuerpo principal	30,00
Almacén cenizas de fondo	10,00
Tratamiento de gases	20,00
Chimenea	55,00
Tinglado despacho	10,00
Módulo eléctrico (rejas)	2,50
Estacionamiento (rejas)	2,50
Sala bomba de enfriamiento	3,00

Tabla 24.16: Alturas finales de los edificios propuestos en el layout final .

Existen dos instalaciones no detalladas en el layout anterior:

- Conexión en nodo. Punto de conexión en Malaver, instalado según se indicó previamente en el capítulo correspondiente.
- Toma de agua de alimentación. Se trata de la toma de agua sobre el Río Reconquista, comprendida simplemente por la sala de bombas antes expuesta en al dirección señalada, a orillas del río.

A modo aclarativo, se señala también la ubicación final de la planta, que se encuentra en la zona sur del predio mencionado en el capítulo “Localización”.

Figura 24.8: Ubicación final del layout sobre el predio indicado .

24.7. Obra civil requerida y puesta en marcha de planta

24.7.1. Calendario estimado

Con el objetivo de llevar a cabo la construcción y puesta en marcha de la planta diseñada se estudiaron los requerimientos generales para la elaboración de la obra civil, de infraestructura y la instalación, prueba y puesta en marcha de los equipos.

Para la elaboración del calendario de obra civil y puesta en marcha, se empleó la Técnica de Revisión y Evaluación de Programas (PERT, por sus siglas en inglés). Según indica este método, se calcula el tiempo esperado (t_e) de cada actividad del cronograma a partir de su tiempo más probable (t_m), optimista (t_o) y pesimista (t_p) según se indica a continuación.

$$te = \frac{t_o + 4 \cdot t_m + t_p}{6} \tag{24.1}$$

$$V = \left(\frac{t_p - t_o}{6} \right)^2 \tag{24.2}$$

Los tiempos mencionados, como la sucesión de actividades, se organizaron con base en las características del terreno, normativas y equipos, como también en las experiencias documentadas de la ejecución de proyectos similares (AVG Koln, 2017). A continuación, se

describe la sucesión de actividades e hitos para el proyecto (estos últimos distinguidos con otro color y por su duración nula).

#	Actividad	Precedencia	tm	to	tp	te	V
1	Aprobación aptitud ambiental	-	3,00	3,00	6,00	3,50	0,25
2	Comienzo obras civiles	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	Nivelación de terreno	1	3,00	2,00	4,00	3,00	0,11
4	Entrega Luz de obra	1	1,00	0,80	1,50	1,05	0,01
5	Obras de tendido a nodo	1	8,00	6,00	12,00	8,33	1,00
6	Cavado Fosa	3	2,00	1,50	6,00	2,58	0,56
7	Cimentación	3	2,00	1,50	6,00	2,58	0,56
8	Caminos Preliminares	3	1,00	0,80	2,00	1,13	0,04
9	Construcción chimenea	4; 8	5,00	3,00	7,00	5,00	0,44
10	Fin obra civil	6; 7; 8	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Construcción estación de transformación	6; 7	1,00	0,50	2,00	1,08	0,06
12	Construcción fosa	6	1,00	0,80	3,00	1,30	0,13
13	Llegada equipos planta	1; 23SF	12,00	10,00	14,00	12,00	0,44
14	Pedido equipos planta	13SS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	Construcción dock	12	1,00	0,80	1,50	1,05	0,01
16	Pedido transformador	17SS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	Llegada transformador	1; 22SF	9,00	7,00	11,00	9,00	0,44
18	Construcción estructura principal	15	6,00	4,00	7,00	16,00	0,25
19	Conexión agua	18	1,00	0,80	1,50	1,05	0,01
20	Instalación baja y media tensión	4; 18	2,00	1,50	3,00	2,08	0,06
21	Construcción carreteras	8; 18	1,00	0,80	2,00	1,13	0,04
22	Instalación transformador	24SF	1,00	0,50	1,50	1,00	0,03
23	Instalación equipos	19; 21; 22	1,00	0,80	2,00	1,13	0,04
24	Terminado instalación de transformación	5; 11; 20	1,00	0,80	2,00	1,13	0,04
25	Fin conexión a nodo	24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26	Testeo parrilla y boiler	23	4,00	2,00	5,00	3,83	0,25
27	Comienzo pruebas	26SS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
28	Puesta a punto TGC	9; 26	1,00	0,70	1,50	1,03	0,02
29	Terminado estructura	19; 28	1,00	0,50	2,00	1,08	0,06
30	Fin construcciones	29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
31	Período de prueba	30	5,00	3,00	6,00	4,83	0,25
32	Comienzo producción piloto	31SS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
33	Comienzo producción plena	31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla 24.17: Actividades del proyecto de obra civil y puest apunto, según su numeración, nombre, precedencias, tiempo más probable, optimista, pesimista, esperado y varianza de este último

A partir de las actividades mencionadas, se elaboró el diagrama de Gantt correspondiente. En la figura 24.9 se puede observar el diagrama del procedimiento de obra civil y puesta en marcha, donde se resalta el camino critico que parte de la fecha teórica de inicio con la solicitud de certificado de aptitud ambiental (1/1/2020) y la fecha estimada de entrada en régimen de producción el (27/7/2022), 32 meses después.

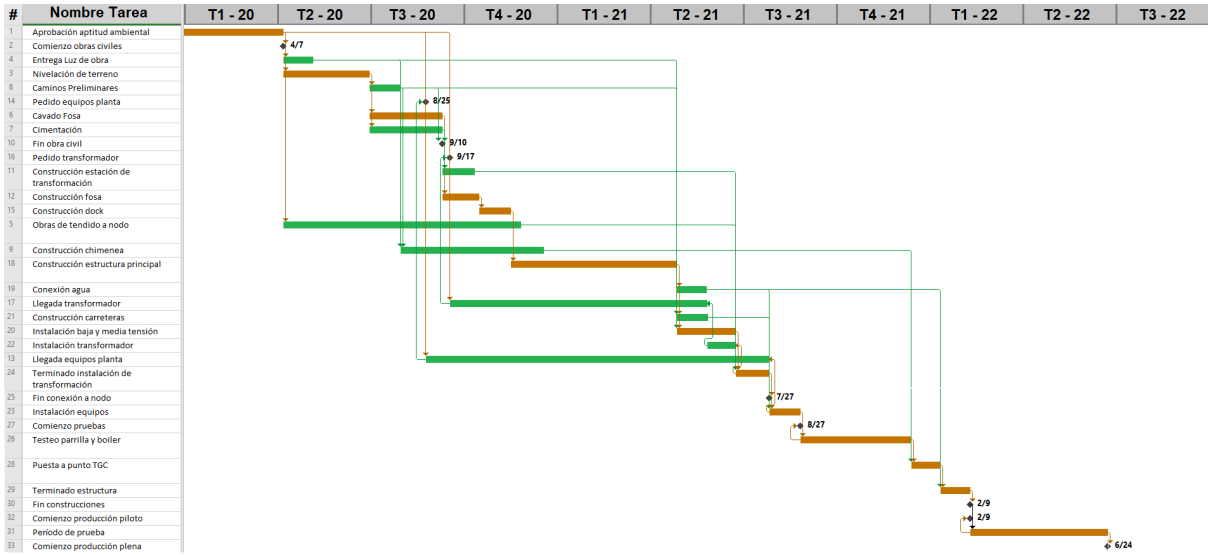


Figura 24.9: Diagrama de Gantt de la obra civil y puesta en marcha de la planta

La secuencia de actividades antes mencionadas también puede representarse según un diagrama de red, el cual expone con claridad las precedencias y camino crítico. A continuación, se desarrolla el diagrama de tipo .ªctividades en bloques.º ROY"del proyecto, según la siguiente referencia.

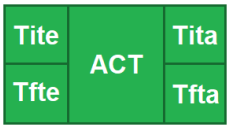


Figura 24.10: Referencia del diagrama de tipo ROY.ºempleado

- Tite representa el tiempo de inicio temprano de la actividad.
- Tfte representa el tiempo de finalización temprana de la actividad.
- Tita representa el tiempo de inicio tardío de la actividad.
- Tfta representa el tiempo de finalización tardío de la actividad.
- ACT es el número de la actividad correspondiente.

Considerando la referencia enunciada, se elabora el diagrama de bloques como sigue.

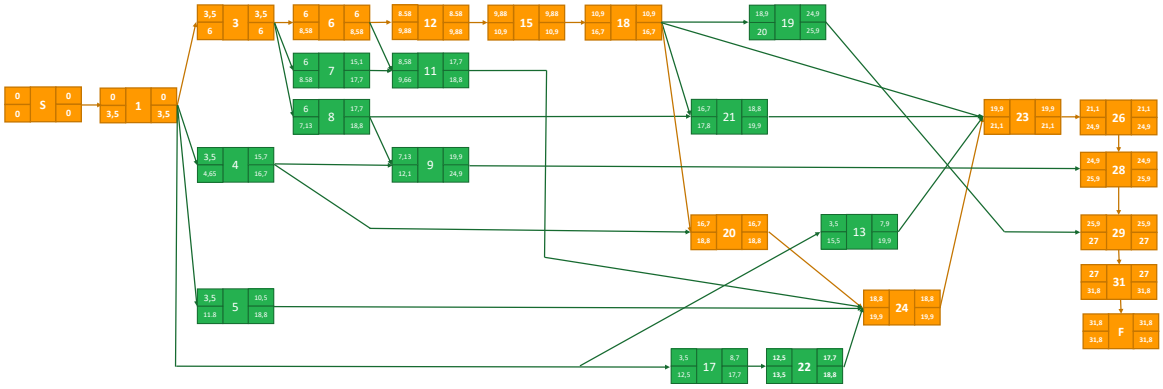


Figura 24.11: Diagrama de bloques tipo ROY"de la obra civil y puesta en marcha de la planta

La Holgura de una actividad, es el tiempo que está disponible para ya sea atrasarse en su fecha de inicio, o bien alargarse en su tiempo esperado de ejecución, sin que ello provoque retraso alguno en la fecha de término del proyecto. Como puede observarse, la holgura en las actividades del camino crítico (señalado en naranja) es nula. A modo de resumen, el camino crítico y milestones más importantes son:

- 1/1/20 Envió de solicitud de aptitud ambiental
    - Comienzo del proyecto
- 8/4/20 Comienzo de nivelación de terreno
    - Comienzo de obra civil
- 01/07/20 Comienzo cavado de fosa
- 10/09/20 Comienzo construcción de fosa
    - Comienzo de construcciones
    - Pedido equipos de planta
- 16/10/20 Comienzo construcción docking
- 16/11/20 Comienzo construcción de estructura principal
    - Pedido de transformador
- 28/04/21 Comienzo de instalación de baja y media tensión
- 27/07/21 Comienzo de instalación de equipos
- 27/08/21 Comienzo de test de parrilla y boiler

    - Comienzo de fase de pruebas

- 13/12/21 Comienzo puesta a punto de sistema TGC
- 11/01/22 Comienzo de terminado de edificio
- 09/02/22 Comienzo de periodo de producción piloto
    - Fin de construcciones
    - comienzo de facturación parcial
- 24/06/22 Paso a producción plena
    - Fin de periodo de obra y puesta en marcha

24.7.2. Principales desafíos

Considerando a la demora en puesta en operaciones de la obra (y consecuente posposición de la facturación) como el principal impacto de posibles problemas durante la obra y puesta en marcha, entonces las actividades críticas pasan a ser, principalmente, las de mayor variabilidad y/o las que forman parte del camino crítico. En este sentido, se pueden destacar principalmente los siguientes puntos como principales desafíos durante este proceso:

- Aprobación de aptitud ambiental. Si bien no es una actividad que lleve demasiado tiempo, es riesgosa por ser la primer actividad requerida para comenzar cualquier otra obra. A su vez, al ser un proyecto con cierto riesgo medioambiental asociado, la autoridad gubernamental puede exhibir demoras en su evaluación y aprobación.
- Cavado de fosa. Si bien su tiempo estimado no es elevado, por las características antes descriptas en el capítulo 15 (principalmente, cercanía al Río Reconquista, proximidad a rellenos sanitarios, condiciones del suelo, etc.), su tiempo puede dilatarse con facilidad ante la ocurrencia de eventos extraordinarios que exijan medidas de mitigación o rediseño. Al tratarse de una actividad incluida en el camino crítico, este riesgo se maximiza.
- Construcción de fosa. Al igual que el cavado de fosa, la construcción es riesgosa debido a las características físicas del terreno y la complejidad de la operación. A su vez, al tratarse de una actividad incluida en el camino crítico, el impacto de su dilatación sería elevado.
- Llegada de equipos de planta. Si bien no forma parte del camino crítico para su tiempo estimado, es una actividad riesgosa por su potencial dilatación. Como la mayoría de las máquinas críticas para la operación de la central son importadas, el funcionamiento de la central queda atado al éxito de la llegada de los equipos, los cuales en su mayoría no tienen

sustituto local. En este sentido, los posibles cambios en materia de política regulatoria de importaciones en el país maximizan los riesgos.

- Período de pruebas. Se trata de los test a realizar sobre los equipos de la instalación. Los principales riesgos, debido a la posible falla y demora en su reparación, se encuentran asociados a la puesta a punto de los aparatos del ciclo térmico (parrilla, bombas y caldera) y de tratamiento de emisiones (filtros de manga, inyectores, tuberías). Al tratarse de las últimos pasos hasta la puesta en funcionamiento de la central, es una actividad que frena el comienzo de la facturación con todo el capital inmovilizado, por lo que su posible impacto financiero por dilatación de los tiempos estimados es elevado.

CAPÍTULO 25: INVERSIONES Y BALANCES OPERATIVOS

La presente sección presentará las inversiones necesarias para llevar a cabo el proyecto, abarcando inversiones en maquinarias, equipos, tecnología y terrenos. También se realizarán los cálculos referentes a costos operativos y se hará una primer aproximación a los balances anuales (ingresos y egresos) y entender si la inversión puede ser rentable.

25.1. Inversión en equipos y maquinaria

Parte de las inversiones en equipamientos se han presentado en secciones anteriores: grúa, sistema de incineración y caldera, sistemas de tratamientos de gases, turbina y generador. Es importante remarcar el beneficio presentado en la sección de mercado en el que, por formar parte del plan Renovar no se pagarán aranceles por la importación de los bienes de capital.

Otro de los equipos a adquirir es el transformador que llevará la tensión de 10,5 kV del generador a 132 kV, necesarios para alimentar el nodo Malaver. Contactado el proveedor de transformadores nacional, Tadeo Czerweny, se indicó que estos transformadores son fabricados por proyecto (no estandarizados) bajo demanda. El costo del equipo fue estimado en 800.000 U$S.

La inversión en cañerías a realizar se estima en relación a otros proyectos realizados. Proyectos llevados a cabo Rumania, India y Estados Unidos estiman los costos por cada 5 MW de energía electrica producida en alrededor de 120-130 kU$S. Teniendo en cuenta la producción de 29,9 MW, los costos en cañerías se proyectan en 780 kU$S. Asimismo, en estos ejemplos se dimensiona las necesidades de equipamiento eléctrico, de instrumentación y control, siendo de 1 M U$S para el requerimiento energético (ESMAP, 2009).

Las torres de enfriamiento, modulares marca Boldrocchi T.E, modelo ÇMK 30095, tienen un costo unitario de 500 kU$S. Con una necesidad de 5 torres, la inversión total en estas es de 2,5 M U$S. La bomba de reciclo para el agua de refrigeración, marca Zoomlian Pump Co. de potencia nominal 140 kW y puede trabajar un caudal 7200 m^3/h tiene un costo de 40 kU$S; mientras que la bomba de toma de agua para refrigeración; marca Zoomlian Pump Co. LTD,

modelo FB/AFB stainless steel centrifugal pump, con potencia de 20 kW y posibilidad de 95 m^3/h conlleva una inversión de 4 kU$S. Ambas bombas totalizan una inversión de 44 kU$S.

Por último, se necesita la inversión en un tractor pala para poder cargar las cenizas de fondo acumuladas a camiones para que lleven a disposición en el complejo CEAMSE Norte III. Este será proveido por la empresa Xiamen Tider Industrial Co, con sede en Fujian China. El camión tiene una capacidad de carga de 3,5 m^3, teniendo en cuenta la densidad de las cenizas de fondo de 1.500 kg/m^3 puede mover 3,25 ton por carga. Las dimensiones de 8.350 x 3.100 x 3560 (La x An x Al). El costo provisto por el fabricante es de 52 kU$S + 13 kU$S de envío (65 kU$S CIF) (“Tider Xiamen”, 2019).

Se muestra a continuación el resumen de costos de maquinaria y equipos necesarios en la planta:

Equipo	Inversión Miles USD (instalado)	Proveedor
Sistema Caldera	30.000	B \& W Vølund
Parrilla	26.250	B \& W Vølund
Turbina + Generador	19.500	Siemens
Tratamiento Nox	7.500	B \& W Vølund
Alimentador + cámara	7.500	B \& W Vølund
Filtro de manga	5.760	Gore Creative Technologies
Otros equipamientos (incineración/caldera)	3.750	B \& W Vølund
Sistemas inyección Cal	3.000	STM Ecosystems
Torre de enfriamiento	2.500	Boldrocchi
Sistema carbón activado	1.000	STM Ecosystems
Sistema eléctrico, instrumentación y control	1.000	ABB, Yokogama
Transformador	800	Tadeo Czerweny
Cañerías	780	Spirax Sarco S.A.
Grúa	212,5	Heng Shan
Tractor pala	65	Xiamen Tider Industrial Co.
Bombas	44	Zoomlian Pump Co.
Total equipamientos y maquinaria	109.662	

Tabla 25.1: Inversión en equipamiento y maquinaria .

El costo total de equipamiento y maquinaria suma un total de 109,662 M U$S. Restan conocer inversiones en terreno, obra civil, y costos imprevistos.

En cuanto al terreno, se mencionó en la sección de localización que la metodología mediante la cual se accedería a los terrenos sería mediante una concesión basada en la ley Nro 11.769 de la Provincia de Buenos Aires, para poder llevar a cabo el proyecto para la producción de energía eléctrica. Por lo tanto, no habrá costo de adquisición de terrenos.

En cuanto a obra civil, se realizó la estimación de costos de inversión según etapa de la construcción y tipo de edificio. La nivelación de suelos fue estimada en un costo aproximado de 144 miles de U$S, considerando la preparación del terreno de aproximadamente 250 x 200 m donde se ubicará la planta. Este precio se encuentra conformado principalmente por los

requerimientos de movimiento de tierras, inclinación del terreno y superficie. (Centro de Estudio de Construcciones Civiles y Desarrollo, UTN, 2018).

El costo de la realización de los cimientos por espacios fabriles o con circulación de camiones, considerando capas aisladoras, cubiertas y contra pisos, fue estimado según su costo típico y el área total ocupada. A su vez, la construcción del edificio principal, los galpones de operación y mantenimiento y los edificios cuentan con costos de inversión aproximados según lo usualmente cotizado para obras similares por la industria (Cifras Online, 2019). El costo de la perforación de fosa y cobertura de cemento fue estimado a partir de la proyección de costo de una inversión similar de menor escala, para un pozo de 4 m2 de superficie con costo lineal respecto de la profundidad (Gesmontes, 2019). Para el caso de la chimenea, con un costo aproximado por metro, incluyendo cimientos, de 3150 U$S (State of Michigan, 2003) para el diámetro seleccionado utilizando acero inoxidable, resulta de 173.000 U$S.

Equipo	Inversión Miles USD (instalado)	Proveedor
Nivelación de suelos	144	Umavial S.A.
Caminos	93	Grupo Interlog S.R.L.
Cimentación	1.237	Grupo Interlog S.R.L.
Cavado y construcción fosa	1.633	Grupo Interlog S.R.L.
Chimenea	174	Talleres Century S.A.
Construcción docks	1.112	Grupo Interlog S.R.L.
Construcción estructura principal y anexos	2.404	Grupo Interlog S.R.L.
Construcción administración y M&O	394	Grupo Interlog S.R.L.
Construcción estacionamiento	93	Grupo Interlog S.R.L.
Tinglado	116	Grupo Interlog S.R.L.
Otros	740	-
Total obra civil	8.141	

Tabla 25.2: Inversión en obra civil .

25.2. Costo de operación

El costo de operación de la planta (también llamado OPEX) incluye gastos en materias primas, costo operación de los equipamientos, mantenimiento y costos de tercerización (disposición de cenizas de fondo y tratamiento de residuos peligrosos).

Respecto a las materias primas los materiales necesarios serán amoniaco, cal hidratada, carbón activado, gas. Para calcular los costos totales anuales es necesario conocer los costos de provisión de cada elemento.

Para el amoniaco, la necesidad máxima diaria se proyectó en 7,36 toneladas (2.430 ton/año) de solución 25 % de este, para el resto de los años la necesidad diaria es menor a este. En el mercado argentino, la capacidad instalada (en kton/año) de producción de amoniaco para el

año 2010 fue de 885, con una producción de tan solo 598 kton y consumo aparente de 587 kton (11 kton netas exportadas). Se estima que para el año 2025 la capacidad instalada en el país va a ser de 1.585 kton/año con máxima capacidad de producción y exportaciones de 310 kton/año (CÁMARA DE LA INDUSTRIA QUÍMICA Y PETROQUÍMICA, 2014). Esto sirve de referencia para entender que existe capacidad de suministro, más cuando es necesario diluir el suministro (a una solución 25 %). El precio actual se encuentra alrededor de los 520 U$S/ton y se estima esté en torno a los 503 U$S/ton en 2025. Tomando un valor de 510 U$S/ton y teniendo en cuenta que por tonelada de amoniaco se obtienen 4 toneladas de solución 25 %, el costo por tonelada de solución es de $\sim$127,5 U$S/ton. Los costos anuales varían entre 287 kU$S y 310 kU$S para los años de menor y mayor necesidad (luego se mostrarán en resumen). El costo de provisión será en pesos (más allá de estar mostrado en dólares aquí) ya que se suministra localmente. En cuánto a tiempo entre pedidos, como se mencionó previamente, el tanque de almacenamiento será de 45 m^3, y teniendo en cuenta el balance de masa ya realizado, con el requerimiento máximo de 7,36 toneladas día (7.8 m^3), se tendrá stock 5,76 días. Por lo tanto, se harán pedidos cada 3 días (se deben tener 2 días de stock de seguridad)

Para la cal (hidratada o apagada), la necesidad máxima diaria proyectada será de 20,82 toneladas (6.870 ton/año), con una demanda menor en el resto de los años, con un mínimo de 6.570 ton/año. Las producción nacional se ubica en torno a las 1,44 M de toneladas de cal, con exportaciones netas alrededor de los 30-33 kton por año (Ministerio de Producción, Presidencia de la Nación, 2018). Esto genera la posibilidad de abastecerse con producción nacional. El precio de este material se mantuvo en el entorno de los 130 U$S/ton, se espera que los precios varíen en torno a este promedio. Realizando las proyecciones de costos anuales para la cal hidratada, este se encontrará entre un máximo de 893 kU$S y un mínimo de 854 kU$S. Al igual que el amoniaco, los costos serán en pesos debido al suministro local.

En cuanto a carbón activado, de pureza 99,9 %, la Argentina es un país netamente importador, con un balance de importaciones netas entre 6 - 10 M de U$S (a precio FOB) para el período 2012 (Nosis trade, 2018). Por lo tanto, la forma directa de provisión será mediante importación de esta materia prima. El precio FOB obtenido para la compra de este material es de 400 U$S/ton, del proveedor chino Tianjin TIWH Imp. & Exp. Co. LTD. Este proveedor vende específicamente el carbón apto para el tratamiento de gases en plantas de incineración de residuos. El precio en los último varió con picos de hasta 600 U$S/ton, y de acuerdo con el proveedor, no se espera que en los próximos años supere ese valor. Se tomará un precio de 400 U$S/ton para las proyecciones. Asimismo, se debe tener en cuenta el tiempo de envío desde China, el tiempo hasta ser liberado de Aduana, costos de envío (o costo CIF final). Los tiempos de envío son de hasta 45 días para llegar a puerto, se estiman 5 a 15 días de estadía en el puerto por lo que el ciclo sería de 60 días. Por cuestión de precio, se harán 2 envíos anuales para pedir más de 150 toneladas por envío, logrando un menor precio por cantidad. El precio

CIF cotizado por el proveedor es de 440 U$S/ton para tamaños de pedidos mayores a 150 toneladas. El almacén se dimensiona (luego de esta iteración) para soportar 6 meses de stock, lo que para el año de mayor necesidad (343 toneladas) indica que se hará un depósito de 175 toneladas (o tomando su densidad de 2 kg/m^3 un volumen de 92 m^3. El material viene en bolsas de 0,5 toneladas, por lo que se harán envíos de alrededor 320-330 bolsas por pedido (dependiendo el año varía). Entonces, realizando el costo anual de abastecerse de este material, se obtiene un costo de entre 144 -152 kU$S por año. Los costos son en dolares.

Por último, los requerimientos de gas son esencialmente para las etapas de encendido, y para mantener la temperatura en la cámara de combustión. Las necesidades media de las plantas de tamaño similar a nivel mundial es de 20 $m^3/hora$. Esto da un consumo diario y anual de 480 y 158.400 m^3 respectivamente. La distribuidora presente en la zona elegida para la localización (3 de Febrero) es Gas Natural Ban. Para el consumo especificado, la categoría a la que se ajustaría es de Servicio general tipo P1, con un costo fijo de 390 $/mes más un costo variable de 3,402701 $/$m^3$. El total anual es de $543.700. A la tasa de cambio actual son 12.160 U$S/año. Proyectamos este costo para los siguientes años (en el estudio de riesgos se tendrá en cuenta variabilidad de tasa de cambio y costos entre otros).

En la siguiente tabla pueden observarse los costos anuales de suministro de materias primas (en U$S). Además se muestra una columna indicando si los costos incurridos serán en moneda nacional o en dolares dependiendo de dónde se consigue el suministro.

Costo de materia prima proyectado por año														
Materia prima	Tipo Costo	Costo (USD/ton)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Amoniaco	Pesos	127,5	288.702	287.591	304.556	303.748	303.041	301.829	301.021	300.113	299.709	299.305	298.800	298.194	298.093
Cal hidratada	Pesos	130	854.053	856.524	858.995	861.363	863.834	866.305	868.674	870.836	873.204	875.469	877.631	879.690	881.646
Carbón activado	Dolares	440	144.271	144.619	145.316	145.665	146.013	146.362	146.710	147.059	147.407	148.104	148.452	148.801	149.149
Gas	Pesos		12.160	12.160	12.160	12.160	12.160	12.160	12.160	12.160	12.160	12.160	12.160	12.160	12.160
Costos materias primas		USD/año	1.299.186	1.300.894	1.321.027	1.322.936	1.325.049	1.326.656	1.328.565	1.330.167	1.332.479	1.335.038	1.337.043	1.338.845	1.341.049

Materia prima	Tipo Costo	Costo (USD/ton)	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Amoniaco	Pesos	127,5	297.891	297.689	297.790	297.891	298.800	299.204	299.911	301.324	302.738	304.859	306.777	309.706
Cal hidratada	Pesos	130	883.603	885.559	887.103	888.545	889.986	891.222	892.045	892.560	892.972	893.075	892.560	891.428
Carbón activado	Dolares	440	149.149	149.498	149.846	150.195	150.543	150.543	150.892	150.892	150.892	150.892	150.892	150.543
Gas	Pesos		12.160	12.160	12.160	12.160	12.160	12.160	12.160	12.160	12.160	12.160	12.160	12.160
Costos materias primas		USD/año	1.342.803	1.344.906	1.346.900	1.348.791	1.351.489	1.353.129	1.355.008	1.356.936	1.358.762	1.360.986	1.362.389	1.363.837

Tabla 25.3: Costos anuales proyectados de materias primas .

Los costos anuales rondarán entonces 1.300 - 1.343 kU$S por año.

25.3. Costo mantenimiento

En lo que se refiere a costos de mantenimientos de equipos, estos fueron calculados en base a las rutinas propuestas en la sección e mantenimiento y operaciones de equipos. Los costos de mantenimiento resultan constantes al pasar los años y hacen a una gran parte de los costos operativos del proyecto. Las conclusiones mas importantes que surgen del estudio de los costos

de mantenimiento de equipos es que la caldera y parrilla que son los equipos más costosos del proceso, son los que presentan mayores costos de mantenimiento. Además, el filtro de manga requiere de un elevado costos de mantenimiento debido a la renovación frecuente de filtros necesaria. Pro último, la turbina junto con el generador y el sistema de carbón activado también implican elevados costos de mantenimiento. En el caso de la turbina, esto se debe a la constante exposición a un flujo de vapor de alto caudal y temperatura sobre una pieza de acero móvil. Para el caso del carbón activado, el sistema requiere un mantenimiento continuo de molinos y rotores que se encuentran expuestos a la fricción de partículas.

Costo de mantenimiento proyectado USD/año													
Equipo	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Sistema Caldera	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000
Parrilla	525.000	525.000	525.000	525.000	525.000	525.000	525.000	525.000	525.000	525.000	525.000	525.000	525.000
Turbina + Generador	390.000	390.000	390.000	390.000	390.000	390.000	390.000	390.000	390.000	390.000	390.000	390.000	390.000
Tratamiento Nox	57.600	57.600	57.600	57.600	57.600	57.600	57.600	57.600	57.600	57.600	57.600	57.600	57.600
Alimentador + cámara	150.000	150.000	150.000	150.000	150.000	150.000	150.000	150.000	150.000	150.000	150.000	150.000	150.000
Filtro de manga	417.600	417.600	417.600	417.600	417.600	417.600	417.600	417.600	417.600	417.600	417.600	417.600	417.600
Otros equipamientos (incineración/caldera)	75.000	75.000	75.000	75.000	75.000	75.000	75.000	75.000	75.000	75.000	75.000	75.000	75.000
Sistemas inyección Cal	318.000	318.000	318.000	318.000	318.000	318.000	318.000	318.000	318.000	318.000	318.000	318.000	318.000
Torre de enfriamiento	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
Sistema carbón activado	308.000	308.000	308.000	308.000	308.000	308.000	308.000	308.000	308.000	308.000	308.000	308.000	308.000
Sistema eléctrico, instrumentación y control	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000
Transformador	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000
Cañerías	15.600	15.600	15.600	15.600	15.600	15.600	15.600	15.600	15.600	15.600	15.600	15.600	15.600
Grúa	4.250	4.250	4.250	4.250	4.250	4.250	4.250	4.250	4.250	4.250	4.250	4.250	4.250
Tractor pala	1.300	1.300	1.300	1.300	1.300	1.300	1.300	1.300	1.300	1.300	1.300	1.300	1.300
Bombas	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880
Costos mantenimiento (USD)	2.949.230	2.949.230	2.949.230	2.949.230	2.949.230	2.949.230	2.949.230	2.949.230	2.949.230	2.949.230	2.949.230	2.949.230	2.949.230

Tabla 25.4: Costos anuales proyectados de mantenimiento. .

25.4. Tercerización

Los servicios a tercerizar son aquellos que no forman parte del core de negocio de la empresa. Dentro de las actividades necesarias para el funcionamiento de la planta, aquellas que no son parte del núcleo de procesos de la compañía son el transporte de residuos desde el TMB a la planta, el transporte de las cenizas de fondo a disposición en el CEAMSE Norte III y el tratamiento y disposición de los residuos peligrosos.

En cuánto a los traslados de residuos del TMB a la planta y las cenizas de fondo al complejo del CEAMSE, estos serán tercerizados a una empresa (denominada Chamical) cuyo costos estimados son de 1,5 U$S por tonelada por km trasladado. La distancia desde el TMB hasta la planta es de 600 metros, mientras que la distancia al complejo Norte III es de 1.900 metros. También hay que tener en cuenta el costo cobrado por la empresa gestionadora del complejo de disposición de residuos que hoy es de 1540 $/ton (35 U$S/ton) . La cantidad de residuos diaria enviada a la planta será de 1.000 toneladas. El costo por este envío de material entonces es de residuos necesarios ton/día x 0,6 km x 1,5 U$S/km*ton x 330 día/año. Por otra parte el traslado y disposición de las cenizas de fondo, el costo también variará año a año debido a la cantidad de cenizas generadas cambia. El mismo se calcula como producción anual cenizas de fondo x (1,5 U$S/(ton*km) x 2 km + 35 U$S/ton). Se mostrarán estos costos

en la tabla de resumen de costos de tercerización.

Los residuos peligrosos, integrados por cenizas volantes, sales de reacciones, reactivo de cal restante, y algunos metales como mercurio deben ser tratados de forma especial y dispuestos en forma segura. Para llevar a cabo este tratamiento es necesario contar con un registro especial llamado Registro de operadores de residuos peligrosos". Además de no ser actividad núcleo, la necesidad de contar con esta licencia es otro punto importante para tercerizar está actividad. La empresa con la que se concretará un contrato es Cualita Servicios Ambientales. El costo presupuestado por la empresa es de 3200 $ por ton de residuos peligrosos (73 U$S/ton).

A continuación se presentan los costos anuales por tercerización de las actividades ya mencionados.

Tercerización costos anuales														
Actividad	Tipo Costo	Costo (USD/ton)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Envío TMB a planta	Pesos	1,5 USD/ton*km	283.845	284.684	285.500	286.290	287.115	287.915	288.719	289.438	290.220	290.977	291.707	292.379	293.024
Envío cenizas fondo	Pesos	1,5 USD/ton * km	6.702	6.722	6.741	6.760	6.779	6.798	6.817	6.834	6.852	6.870	6.888	6.903	6.919
Disposición cenizas fondo	Pesos	35 USD/ton	78.189	78.420	78.645	78.862	79.090	79.310	79.531	79.730	79.944	80.154	80.355	80.539	80.717
Disposición cenizas peligrosas	Pesos	73 USD/ton	63.155	63.345	63.527	63.704	63.887	64.065	64.246	64.408	64.582	64.750	64.915	65.063	65.208
Costos anuales tercerización		USD/año	368.735	371.846	372.907	373.934	375.007	376.047	377.092	378.027	379.044	380.029	380.978	381.852	382.691

Actividad	Tipo Costo	Costo (USD/ton)	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Envío TMB a planta	Pesos	1,5 USD/ton*km	293.671	294.322	294.850	295.318	295.788	296.196	296.479	296.668	296.795	296.826	296.637	296.259
Envío cenizas fondo	Pesos	1,5 USD/ton * km	6.934	6.949	6.962	6.973	6.984	6.994	7.000	7.005	7.008	7.008	7.004	6.995
Disposición cenizas fondo	Pesos	35 USD/ton	80.895	81.075	81.221	81.349	81.478	81.592	81.669	81.721	81.756	81.765	81.713	81.609
Disposición cenizas peligrosas	Pesos	73 USD/ton	65.354	65.498	65.616	65.722	65.828	65.917	65.982	66.024	66.053	66.057	66.018	65.934
Costos anuales tercerización		USD/año	383.532	384.379	385.067	385.675	386.286	386.818	387.186	387.433	387.598	387.640	387.396	386.906

Tabla 25.5: Resumen costos anuales tercerización .

25.5. Aspectos contractuales con proveedores

Cada uno de los diferentes proveedores de servicios y materia prima tendrá un contrato cuyas características serán distintas dependiendo del tipo de suministro que se trate.

Para los proveedores de materias primas (mencionados en la sección 25.2) se deberá acordar un contrato en el cuál se asegure el cumplimiento de los pedidos en tiempo y forma por parte del proveedor, y el cliente que se obligue a hacer pedidos períodicos. Para ello el tipo de contrato que más se ajusta a la situación son los de tipo "delivery or pay" en el cual la parte proveedora se obliga a entregar los pedidos en el tiempo definido por las partes, y por otra parte se determinan los períodos de tiempo cada cuánto se harán pedidos. En el caso de incumplimiento por alguna de las partes el contrato determina las multas a pagar por esta. De esta manera, se mitigaría un riesgo de provisión mediante ingeniería de contratos.

En cuanto a los servicios tercerizados (mencionados en la sección 25.4) los cuales se encargan de traslados de residuos y gestión de residuos peligrosos, los contratos más típicos para estos que se utilizan son los de "costos más margen". En otras palabras se confecciona un contrato en el cuál el cliente se compromete a pagar al contratista una suma que abarque los costos de operación de este último más un margen porcentual (lo que implicaría su beneficio). El

contratista a su vez se compromete a prestar el servicio durante un tiempo especifico y en caso de incumplimiento se establecen multas a pagar.

25.6. Ingresos estimados

Los ingresos que se generan en el proyecto son aquellos por la entrega de electricidad en el nodo Malaver. El suministro será constante por año de 26,65 MW (habrá una variabilidad muy baja en la potencia entregada). De acuerdo con el estimado realizado en la sección de mercado de precio que se puede pagar por MWh, el precio (obtenido en la licitación) podría variar en el rango de 102 a 160 U$S/MWh. El análisis de precio al cuál se debería licitar se realizará en la sección económico-financiera. Para esta sección se lo tomará en 104 U$S/MWh, valor obtenido de la interpolación realizada y revisado más adelante.

Dado que se generan 26,65 MWh, y se trabajará por año un estimado de ∼8.000 horas, el ingreso esperado anual es de 22.172.800 U$S anuales (sin tener en cuenta factor ajuste ni ajuste por inflación del precio).

25.7. Análisis Financiero: Balances operativos, Tasa interna de Retorno y plazo de pago preliminar

Una vez determinados todos los ingresos y egresos operativos puede mostrarse los balances operativos proyectados para cada año. Estos muestran para cada año los ingresos y costos generados, no se tiene en cuenta el inicio de producción (por eso se comienza desde 2019).

Balance operativo proyectado USD													
Flujo	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**
Ingresos	22.172.800	22.172.800	22.172.800	22.172.800	22.172.800	22.172.800	22.172.800	22.172.800	22.172.800	22.172.800	22.172.800	22.172.800	22.172.800
Costos inversión	-109.661.500												
Costo obra civil	-8.140.000												
Costo Materias prim	-1.299.186	-1.300.894	-1.321.027	-1.322.936	-1.325.049	-1.326.656	-1.328.565	-1.330.167	-1.332.479	-1.335.038	-1.337.043	-1.338.845	-1.341.049
Costo Tercerización	-368.735	-371.846	-372.907	-373.934	-375.007	-376.047	-377.092	-378.027	-379.044	-380.029	-380.978	-381.852	-382.691
Costo Mantenimient	-2.949.230	-2.949.230	-2.949.230	-2.949.230	-2.949.230	-2.949.230	-2.949.230	-2.949.230	-2.949.230	-2.949.230	-2.949.230	-2.949.230	-2.949.230
Costo Mano Obra	-993.551	-1.012.190	-1.031.284	-1.050.844	-1.070.882	-1.091.409	-1.112.438	-1.133.980	-1.156.048	-1.178.656	-1.201.816	-1.225.542	-1.249.848
Balance USD	**-101.239.402**	**16.538.640**	**16.498.352**	**16.475.856**	**16.452.633**	**16.429.457**	**16.405.475**	**16.381.396**	**16.355.998**	**16.329.848**	**16.303.733**	**16.277.331**	**16.249.982**

Flujo	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**	**2036**	**2037**	**2038**	**2039**	**2040**	**2041**	**2042**	**2043**
Ingresos	22.172.800	22.172.800	22.172.800	22.172.800	22.172.800	22.172.800	22.172.800	22.172.800	22.172.800	22.172.800	22.172.800	22.172.800
Costos inversión												
Costo obra civil												
Costo Materias prim	-1.342.803	-1.344.906	-1.346.900	-1.348.791	-1.351.489	-1.353.129	-1.355.008	-1.356.936	-1.358.762	-1.360.986	-1.362.389	-1.363.837
Costo Tercerización	-383.532	-384.379	-385.067	-385.675	-386.286	-386.818	-387.186	-387.433	-387.598	-387.640	-387.396	-386.906
Costo Mantenimient	-2.949.230	-2.949.230	-2.949.230	-2.949.230	-2.949.230	-2.949.230	-2.949.230	-2.949.230	-2.949.230	-2.949.230	-2.949.230	-2.949.230
Costo Mano Obra	-1.274.748	-1.300.257	-1.326.389	-1.353.161	-1.380.587	-1.408.683	-1.437.467	-1.466.955	-1.497.164	-1.528.112	-1.559.817	-1.592.298
Balance USD	**16.222.486**	**16.194.028**	**16.165.214**	**16.135.943**	**16.105.208**	**16.074.940**	**16.043.909**	**16.012.246**	**15.980.047**	**15.946.832**	**15.913.968**	**15.880.529**

Tabla 25.6: Balances operativos anuales proyectados .

De la misma forma, y teniendo en cuenta los plazos de ejecución de la construcción y puesta en marcha de la planta pueden presentarse los **flujos de fondos reales** para el proyecto, con las inversiones, ingresos y egresos representados. Estos flujos son preliminares, ya que se toman flujos anuales y no se determinan en que momento se dan. Asimismo, no se tienen en cuenta

los impuestos como el IVA, que si bien no son egresos, si afectan financieramente. Esto será tenido en cuenta en el estudio económico financiero. Con el flujo de fondo es posible obtenerse un valor preliminar de la Tasa Interna de Retorno (TIR) y del plazo de repago (año en que los ingresos acumulados superan las inversiones y egresos acumulados).

Flujos de fondos													
Tipo de Flujo	Mar-20	Aug-20	Aug-21	Aug-22	Aug-23	Aug-24	Aug-25	Aug-26	Aug-27	Aug-28	Aug-29	Aug-30	Aug-31
Venta energia	$ -	$ -	$ -	$ 5.543.200	$ 22.172.800	$ 22.172.800	$ 22.172.800	$ 22.172.800	$ 22.172.800	$ 22.172.800	$ 22.172.800	$ 22.172.800	$ 22.172.800
Inversión obra	-$ 4.070.000	$ -	-$ 4.070.000	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Inversión equipos	$ -	-$ 54.830.750	$ -	-$ 54.830.750	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
OPEX	$ -	$ -	$ -	-$ 2.848.472	-$ 5.696.944	-$ 5.720.167	-$ 5.743.343	-$ 5.767.325	-$ 5.791.404	-$ 5.816.802	-$ 5.842.952	-$ 5.869.067	-$ 5.895.469
Total USD	-4.070.000	-54.830.750	-4.070.000	-52.136.022	16.475.856	16.452.633	16.429.457	16.405.475	16.381.396	16.355.998	16.329.848	16.303.733	16.277.331

Tipo de Flujo	Aug-32	Aug-33	Aug-34	Aug-35	Aug-36	Aug-37	Aug-38	Aug-39	Aug-40	Aug-41	Aug-42	Aug-43
Venta energia	$ 22.172.800	$ 22.172.800	$ 22.172.800	$ 22.172.800	$ 22.172.800	$ 22.172.800	$ 22.172.800	$ 22.172.800	$ 22.172.800	$ 22.172.800	$ 22.172.800	$ 22.172.800
Inversión obra	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Inversión equipos	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
OPEX	-$ 5.922.818	-$ 5.950.314	-$ 5.978.772	-$ 6.007.586	-$ 6.036.857	-$ 6.067.592	-$ 6.097.860	-$ 6.128.891	-$ 6.160.554	-$ 6.192.753	-$ 6.225.968	-$ 6.258.832
Total USD	16.249.982	16.222.486	16.194.028	16.165.214	16.135.943	16.105.208	16.074.940	16.043.909	16.012.246	15.980.047	15.946.832	15.913.968

TIR	11,2%
Período de repago	10 años

Tabla 25.7: Flujo de fondos, TIR y período de repago. .

La TIR preliminar da un valor de 11,2 %, esto es, la tasa de descuento a la cual el Valor Actual Neto es igual a cero. La TIR permite entender en parte la rentabilidad del proyecto y es uno de los indicadores utilizados a la hora de decidir si un proyecto es rentable o no. Para saber si es rentable se lo compara con la tasa de costo de oportunidad (también llamada WACC) que tiene en cuenta el costo de financiamiento de la empresa (lo que tiene intrínsecamente metido la tasa de riesgo país) y del costo de dinero invertido. El análisis del valor de WACC se realizará en profundidad en el estudio económico financiero. A priori puede observarse que la WACC es mayor a la tasa de riesgo país argentino que es del orden del 10 %.

Por otra parte, el período de repago también permite conocer el plazo en el cuál los flujos acumulados de fondos se hacen positivos, y son indicadores auxiliares para la toma de decisión.

25.8. Multas aplicables

Las multas aplicables un proyecto de RSUs como el analizado en esta ocasión se pueden separar en dos grandes grupos. Por un lado, las multas que están relacionadas al incumplimiento del convenio fijado en el contrato de la licitación RenovAr y por el otro, las multas que surgen del incumplimiento de una norma ambiental. Se pasan a explicar en las siguientes subsecciones cada una de ellas.

25.8.1. Multas aplicables por incumplimiento de suministro

Las sanciones por incumplimiento en el suministro de potencia licitada en el nodo es fijado en el pliego de RenovAr y se cita a continuación:

"En el caso de que la Autoridad de Aplicación verificase una deficiencia en el cumplimiento del CND de la Central de Generación, la Parte Vendedora será pasible, bajo el Contrato de Abastecimiento, de una multa equivalente al cero punto cinco por ciento (0.5 %) del Precio Adjudicado por cada punto porcentual (1 %) de deficiencia en el cumplimiento del CND. Esta multa será determinada por la Autoridad de Aplicación y aplicada mediante un descuento en el documento de transacciones económicas (DTE) emitido por CAMMESA de acuerdo con lo previsto en el Contrato de Abastecimiento." (Secretaría de gobierno de energía., 2018)

25.8.2. Multas aplicables por incumplimiento de normas ambientales

Las sanciones que surgen del incumplimiento de las normas ambientales vigentes en la provincia de Buenos Aires, lugar donde se ve emplazado el proyecto, son establecidas en el artículo 17 de la Ley provincial 11.459 de aptitud ambiental y se presentan sus montos a continuación mediante cita de la ley:

"ARTÍCULO 17: Todo incumplimiento o transgresión de la presente Ley, hará pasible a sus responsables de su aplicación de las siguientes sanciones: a) Apercibimiento. b) Multas de hasta mil (1.000) sueldos básicos de la categoría inicial para los empleados de la Administración Pública Provincial. Dicho tope podrá duplicarse, triplicarse, y así sucesivamente para la primera, segunda y sucesivas reincidencias." (Poder Legislativo provincia de Buenos Aires, 2019)

25.9. Clausulas de salida

Para entender las posibles alternativas de cesión o rescisión de los contratos RenovAr, se toma como punto de análisis al pliego del último programa licitado, RenovAr 3. Las clausulas de dicho contrato se pasan a detallar:

1. "Cesión

    a) Cesión por el Vendedor. Los derechos y las obligaciones del Vendedor bajo el presente Contrato no podrán ser cedidos, gravados o enajenados sin el previo consentimiento por escrito del Comprador salvo si el Vendedor (a) cede sus derechos de crédito bajo el presente Contrato a favor de los Acreedores Garantizados como garantía por el repago de la Deuda Garantizada, (b) cede condicionalmente su posición contractual bajo el presente Contrato a favor de los Acreedores Garantizados como garantía por el repago de la Deuda Garantizada, (c) cede sus derechos derivados del Certificado Fiscal de Componente Nacional conforme a lo permitido por la Legislación Aplicable y/o (d) cede sus derechos de

cobro bajo el presente Contrato a cualquier Entidad Financiera Aceptable autorizada por la Autoridad de Gobierno competente para operar en la República Argentina.

b) Cesión por el Comprador. Los derechos y las obligaciones del Comprador bajo el presente Contrato no podrán ser cedidos, gravados o enajenados sin el previo consentimiento por escrito del Vendedor.

2. Causales de Rescisión

a) Rescisión de Común Acuerdo. El presente Contrato podrá ser rescindido de común acuerdo entre las Partes en cualquier momento.

b) Causales de Rescisión por el Comprador. El Comprador (actuando de conformidad con una instrucción de la SGE) podrá rescindir unilateralmente y de pleno derecho el presente Contrato si se produce cualquiera de los siguientes eventos:

1) la no ocurrencia de la Fecha de Habilitación Comercial antes o en la Fecha Programada de Habilitación Comercial, luego de considerar cualquier extensión de la misma de conformidad con la Cláusula 7.2 (Atrasos en la Fecha Programada de Habilitación Comercial);
2) (i) la falta de incremento del monto de la Garantía de Cumplimiento del Contrato conforme a lo previsto en la Cláusula ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.2 (Segunda prórroga de la Fecha de Habilitación Comercial. Incremento de la Garantía de Cumplimiento de Contrato. Multa) o (ii) la falta de renovación de la Garantía de Cumplimiento del Contrato conforme a lo previsto en la Cláusula 17.2 (Renovación de la Garantía de Cumplimiento del Contrato);
3) la falta de cumplimiento del Vendedor, luego de ser sancionado administrativamente por la Autoridad de Gobierno competente en tres (3) oportunidades (y siempre que dichas sanciones hubiesen quedado firmes en sede administrativa y el Vendedor mantenga los incumplimientos sancionados), con las normas de seguridad y los estándares de calidad relativos al abastecimiento de la Energía Contratada establecidos en la Legislación Aplicable, incluyendo Los Procedimientos, entendiéndose por tales las sanciones causadas por incumplimientos que pongan en riesgo la seguridad y/o la confiabilidad del abastecimiento de energía de la Central Generadora al Sistema Eléctrico, originadas en (i) la disminución de la calidad de la energía entregada a la red que afecte negativamente la calidad de suministro de otros agentes del MEM; (ii) el incumplimiento reiterado de las órdenes del OED que produzcan un desmedro en la calidad de servicio de los consumidores de energía eléctrica o (iii) el incumplimiento de normas

municipales, provinciales o nacionales que deriven en la imposibilidad de inyectar energía a la red por la Central Generadora; o que tengan como consecuencia (i) la pérdida de las habilitaciones que se requieren para su actuación en el MEM como Agente Generador o (ii) la pérdida de las habilitaciones ambientales.

4) la cesión o enajenación parcial o total de los derechos u obligaciones del Vendedor bajo el presente Contrato sin el previo consentimiento por escrito del Comprador salvo en tanto resulte permitido de conformidad con lo previsto en la Cláusula 18.1 (Cesión por el Vendedor);
5) la fusión, escisión o transformación del Vendedor sin haber actuado de conformidad con lo indicado en el Anexo 17 de Los Procedimientos; o
6) la falta de cumplimiento de cualquier obligación del Vendedor no prevista en los demás apartados de esta Cláusula 19.2 siempre que (i) tal incumplimiento sea grave y reiterado y (ii) el Comprador haya intimado la subsanación de tal incumplimiento mediante entrega de una Notificación de Incumplimiento al Vendedor, con copia al Representante de los Acreedores Garantizados, y el Vendedor no haya subsanado tal incumplimiento dentro de los plazos de subsanación establecidos en la Cláusula 20.1(b) (Procedimiento para Rescisión por el Comprador).

c) Causales de Rescisión por el Vendedor. El Vendedor podrá rescindir unilateralmente y de pleno derecho el presente Contrato si ocurre cualquiera de los siguientes eventos:

1) la falta de pago (i) de cuatro (4) Liquidaciones de Venta (y las correspondientes notas de crédito/débito, de existir) consecutivas o (ii) de seis (6) Liquidaciones de Venta (y las correspondientes notas de crédito/débito, de existir) durante cualquier período de doce (12) meses; en el entendido que se considerará, a tales efectos y previamente, el pago de la totalidad del saldo bajo cualquier Liquidación de Venta (y las correspondientes notas de crédito, de existir) por el Fiduciario FODER, de conformidad con el Acuerdo de Adhesión al FODER, como un pago realizado por el Comprador; o
2) concluido el décimo año contado a partir de la Fecha de Habilitación Comercial conforme a la Cláusula 6.1 (Período de Abastecimiento).

En todos los casos, el Vendedor deberá remitir al Comprador una Notificación de Rescisión conforme lo previsto en este Contrato.

d) Rescisión por Caso Fortuito o Fuerza Mayor. Cualquiera de las Partes podrá rescindir unilateralmente y de pleno derecho el presente Contrato si ocurre un Evento de Caso Fortuito o Fuerza Mayor cuya duración se extiende en forma ininterrumpida por un período superior a ciento ochenta (180) días.

e) Enumeración Taxativa. Las Partes acuerdan que la enumeración de las causales de rescisión unilateral contenidas en la Cláusula 19.2 (Causales de Rescisión por el Comprador) y en la Cláusula 19.3 (Causales de Rescisión por el Vendedor) es taxativa y que, por tanto, ninguna de las Partes podrá rescindir unilateralmente (y renuncian expresamente al derecho que pudieran tener conforme la Legislación Aplicable de rescindir unilateralmente) el presente Contrato salvo en tales supuestos."(Secretaría de gobierno de energía., 2018)

Como se puede apreciar en el pliego de licitación, existen diversos mecanismos de cesión y de remisión en el pliego de RenovAr tanto para el comprador de energía como para el generador o vendedor. Es importante destacar que en el caso de la rescisión por parte del generador, se debe una condición particular de falta de pago por parte del comprador o haberse cumplido 10 años a partir de la fecha de habilitación comercial.

CAPÍTULO 26: POSIBILIDADES DE AMPLIACIÓN

En el presente capítulo se analizarán las posibilidades de ampliación de la planta. Esto requerirá un análisis integral de los procesos, conocimiento acerca de los grados de aprovechamiento y un entendimiento de la matriz de *stakeholders* profundos para definir las mejores estrategias y apalancar las ventajas existentes.

26.1. Factores con potencial de modificar la demanda

Para calcular los escenarios de demanda se consideraron cuáles son las variables que puedan modificarse y generar una oportunidad de interés para el presente proyecto. Estas son, por un lado las potenciales nuevas licitaciones, y por el otro las condiciones de venta de energía.

En el caso de la venta de nuevas licitaciones se hace referencia a escenarios en los que se abran más licitaciones para energía del tipo Biomasa. Esto podría ser, por ejemplo, el lanzamiento de un plan del estilo Renovar. En función de lo analizado desde la estrategia que se está siguiendo con vistas de ordenar el mercado eléctrico este es el escenario más probable.

Por otro lado, en el caso de las nuevas condiciones de venta de energía puede darse el caso de que el precio spot de la venta de energía vuelva atractivo un proyecto de este tipo. En función de lo analizado desde la estrategia que se está siguiendo con vistas de ordenar el mercado eléctrico este es el escenario menos probable pues promovería el desarrollo del mercado spot.

Considerando estas dos variantes se procederán a definir los escenarios de ampliación con una lógica modular, que permitan entender cómo se comporta la planta ante estas nuevas demandas:

- Ampliación de 1,6 MW.
- Ampliación de 10 MW. A modo de referencia, este fue el tope de Renovar III para proyectos de biomasa.
- Ampliación de 20 MW. A modo de referencia, esto entraría en el alcance de una licitación

de escala similar a Renovar II donde el tope para proyectos de biomasa fue de 100MW.

26.2. Costos de oportunidad y grados de utilización

Para la etapa de ampliación es importante conducir un análisis de oportunidad que permita entender los costos de oportunidad a aprovechar en función de la inversión y del grado de utilización de los equipos. El producto entre el grado de disponibilidad de la máquina y la inversión requerida fue definido como la oportunidad de inversión a aprovechar, como se puede observar en la siguiente tabla:

Equipo	Grado de utilización máximo	Disponible	Inversión Miles USD (instalado)	Oportunidad Miles USD
Transformador	0,675	0,325	800	260
Filtro de manga	0,701	0,299	5.760	1.722
Inyector Carbon activado	0,770	0,230	1.000	230
Torre de enfriamiento	0,802	0,198	2.500	495
Compresor aire	0,833	0,167	50.000	8.350
Grúa	0,877	0,123	213	26
Inyector Ca(OH)2	0,925	0,075	3.000	225
Parrilla incineradora	0,954	0,046	23.800	1.095
Turbina	0,997	0,003	Despreciado por baja disponibilidad	
Generador	0,997	0,003	Despreciado por baja disponibilidad	
Caldera	0,999	0,001	Despreciado por baja disponibilidad	

Tabla 26.1: Costos de oportunidad para las inversiones del proyecto de ampliación

El detalle de los costos obtenidos puede encontrarse en el capítulo de Inversiones y balances operativos. Se buscará entonces aumentar el uso en primera instancia de los elementos que posean un valor de oportunidad más alto. Por otro lado la turbina, el generador y la caldera poseen grados de disponibilidad muy bajos lo que genera que no tenga sentido pensar en aumentar su aprovechamiento como una posibilidad aunque por la elevada inversión que requieran, generen un valor quizás mayor a la media para el campo oportunidad.

26.3. Ampliación de 1,6 MW

Como se puede ver en la sección 18.11, los ciclos Rankine ORC (ciclopentano) tienen como uso principal el aprovechamiento de los calores secundarios del proceso. En este caso la salida de los gases provenientes de la combustión que ya pasaron por la caldera y por el tratamiento de gases harán de suministro para calentar el ciclo. No se extraen los gases antes porque hay procesos en la etapa de tratamiento de gases que poseen requerimientos específicos, mayormente de temperatura, para provocar las reacciones necesarias. Como se puede ver en la figura 20.2, se extraen 283,45 ton/hora de aire a una temperatura media de 180°C con un porcentaje de humedad de 9,2 %. Con estos datos se puede conocer entonces la

entalpía del aire con esas características a partir de tabla: 101.758 kJ/kg.

$$Calordisponible = h * Q \tag{26.1}$$

$$Calordisponible = 101{,}758kJ/kg * 283,45ton/hora * 1h/3{,}600seg * 1{,}000kg/ton \tag{26.2}$$

$$Calordisponible = 8,012MW \tag{26.3}$$

La eficiencia de un ciclo de este tipo es de entre 15 % y 24 %, lo cual arroja que tomando el calor 8 MW se pueden obtener hasta 1,6 MW de energía. Asimismo es importante mencionar que en el mercado no se han encontrado soluciones de ORC mayores a 6 MW, mientras que la media de potencia en la red de los sistemas instalados ronda los 300 kW. Las industrias en las que se encuentran estas instalaciones son diversas, desde cementeras hasta metalúrgicas. La otra alternativa técnicamente posible es la implementación de un ciclo de gas pero esto en este caso la principal limitación es la temperatura del foco caliente (gases de escape post tratamiento de gases), lo cual imposibilita esta vía.

26.3.0.1. Ventajas del ciclo ORC en ambientes industriales

Entre las principales ventajas de este ciclo desde la perspectiva de una ampliación de planta se encuentran:

- El proceso principal de la empresa no se ve afectado. No es necesario abrir una nueva línea (en este caso, de incineración, tratamiento de gases), sino que se hace de manera simple y es capaz de ”desconectarse”de manera modular en caso de mantenimiento o paradas programadas.
- Es adaptable a diversos regímenes de trabajo. Esto puede verse de dos maneras, por un lado porque no debe mantenerse una temperatura en la caldera dado que el foco caliente no es propio, sino que proviene de otro proceso. Por otro lado, porque la eficiencia a carga parcial del ciclo ORC es buena también, lo cuál hace que no se sacrifique demasiado rendimiento al trabajar a media carga o menos.

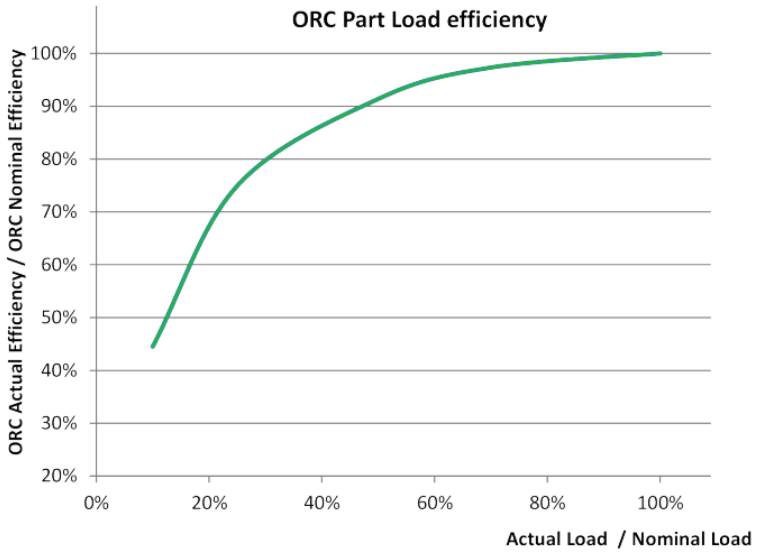


Figura 26.1: Rendimiento a carga parcial, ciclo ORC. Fuente: Turboden

26.3.0.2. Requisitos adicionales de basura e insumos

Al instalar un ciclo ORC se cuenta con la ventaja de no tener un requisito adicional de basura, justamente porque se está aprovechando energía presente en el sistema. Por ese lado, no se encuentran requisitos nuevos. Desde la perspectiva del tratamiento de gases tampoco se encuentran nuevas restricciones, dado que se estaría tomando la corriente inmediatamente previa a su liberación.

26.3.0.3. Modificación y compra de nuevos equipos

Para poder implementar esta solución se deberán no solamente adquirir los nuevos equipos sino también adaptar los puntos de contacto de los circuitos. Este ciclo térmico no utilizará ninguno de los elementos de inversión mencionados en la tabla 25.1

- Adaptación del intercambio de calor - caloportador. El calor de la incineración es la fuente de calor tanto para el ciclo principal, como luego para el ciclo ORC. Será necesario adaptar el actual intercambiador que va directo al sistema de tratamiento de gases y de ahí a la chimenea, tanto desviando su recorrido como modificando el layout.
- Elementos propios del ciclo ORC (turbina, recuperador, caldera, bomba). Deberán dimensionarse tal como se hizo en el apartado 18.10.
- Conexión a la red eléctrica. En este punto es importante verificar la carga de los nodos disponibles y del tendido eléctrico hasta el nodo actual. Como se puede ver en el capítulo

21.6 el transformador nunca es cuello de botella y el análisis del nodo Malaver muestra que todavía hay demanda a suplir allí por lo que establecer una conexión allí es una opción pertinente.

26.3.0.4. Modificación de layout

Una de las particularidades de los ciclos ORC es su reducido tamaño respecto de los ciclos convencionales (usualmente Rankine), por lo que se espera una obra civil de poca envergadura para poder operar el ciclo (Quoilin, Van Den Broek, Declaye, Dewallef, & Lemort, 2013). Se espera que esto cambie de manera significativa para las ampliaciones más grandes, de 10MW y 20MW.

26.3.0.5. Inversión requerida

Para este apartado se buscaron los valores de referencia de mercado en cuanto a Capex y Opex para ciclos ORC alrededor del mundo. Según el proveedor *Turboden*, el costo total de instalación puede estimarse en 3400 U$S/kW inyectado en la red, y el Opex (materia prima, mano de obra, mantenimiento, entre otros) se encuentra entre el 3 % y el 5 % del Capex anualizado. Con estos valores, se arroja entonces un para esta alternativa:

- Capex = 5,440 M U$S
- Opex = 217.600 U$S por año

26.4. Ampliación de 10MW

Es importante desde la perspectiva de la escala analizar las opciones de manera modular. Siguiendo el análisis del apartado 18.11 y lo recavado en el mercado acerca de ciclos ORC, en las ampliaciones de potencia en el nodo mayores a 2 MW es menester plantear el desarrollo de ciclos de vapor tales como los que guiaron el ciclo principal del presente proyecto. Al mismo tiempo, si bien eso no es cuantificable desde un punto de vista técnico el desarrollo de proveedores tanto de maquinaria como de insumos en una industria cerrada como se ha visto durante el trabajo, configura una ventaja importante a la hora de ampliarse.

26.4.1. Requisitos adicionales de basura e insumos

En la tabla 26.2 se pueden observar los requisitos adicionales, tanto de basura como de insumos. Esto surge de recalcular el balance de masa teniendo como objetivo inyectar 10 MW adicionales en el nodo, y siguiendo las consideraciones que guiaron todo el proyecto dado que también se trató de un ciclo Rankine.

Balance de masa proyecto adicional				
Proceso	Categoría	Componente	Unidad	
Parrilla	Input	Residuos	ton/dia	761
Parrilla	Input	Residuos	ton/hora	31,710
Parrilla	Input	Aire	ton/hora	192,165
Pos cámara combustión	Input	Nox	ton/hora	0,1846
Pos cámara combustión	Input	NH3 (solución al 25%)	ton/hora	0,2299
Post cámara de combustión	**Input**	**Dioxinas**	**ton/hora**	0,0371
Adsorción y neut.	Input	Ca(OH)2	ton/hora	0,6605
Adsorción y neut.	Input	Ácidos	ton/hora	0,2600
Adsorción y neut.	Input	Carbón Activado	ton/hora	0,0330
Adsorción y neut.	Input	Hg	ton/hora	0,2074
Adsorción y neut.	Input	Dioxinas	ton/hora	0,0037

Tabla 26.2: Balance de masa para una ampliación de 10MW

Estos requisitos, por ser adicionales, deberán sumarse a los requisitos de masa propios del proyecto para así conocer en la totalidad la demanda de cada uno de los insumos y de basura.

26.4.2. Modificación y compra de nuevos equipos

En cuanto a la compra de nuevos equipos se procedió a calcular la nueva necesidad en la situación menos favorable (año 2041, donde el poder calorífico de la basura es el menor) al tener tanto la ampliación como el proyecto original funcionando. Luego, se estudió la capacidad real de los equipos instalados y se calculó la capacidad extra necesaria para cada máquina calculada en el cuello de botella del proyecto original.

		Necesidades		Situación actual					
Equipo	Unidad	10MW	Planta en 2041	Rendimiento	Capacidad teórica	Cantidad	Capacidad real	Extra a cubrir	Unidad
Grúa	ton/hora	16,79	41,6	95%	50	1	47,5	10,85	ton/hora
Parrilla incineradora	ton/hora	16,79	41,6	97%	45	1	43,65	14,70	ton/hora
Caldera	ton/hora	44,30	109,9	100%	110	1	110	44,17	ton/hora
Turbina	MW	12,05	29,9	100%	30	1	30	11,95	MW
Generador	MW	12,05	29,9	100%	30	1	30	11,95	MW
Inyector Ca(OH)2	kg/hora	349,70	865,8	90%	1041,67	1	937,503	278,00	kg/hora
Inyector Carbon activado	kg/hora	17,50	43,2	90%	62,5	1	56,25	4,45	kg/hora
Filtro de manga	kg/hora	671,5	1.662,5	95%	2500	1	2375	0,0	kg/hora
Compresor aire	kg/hora	3,20	7,9	95%	10	1,00	9,5	1,61	kg/hora
Transformador	MVA	10,16	26,8	99%	40	1	39,772	0,00	MVA
Torre de enfriamiento	MW	26215	62.184,0	100%	15.515	5	77575	0	MW

Tabla 26.3: Equipos necesarios para una ampliación de 10MW

Así, se puede reconocer al menos de manera orientativa que máquinas deberán comprarse

para poder llevar adelante la ampliación y dar una idea de dimensionamiento que servirá para estimar así la inversión requrida.

26.4.3. Modificación de layout

La implementación de un nuevo ciclo de vapor requiere emplazar maquinaria de gran porte. Un estudio acabado acerca de layout y disposición en planta puede encontrarse en el capitulo 24. Al definir el layout se dejó espacio para potenciales ampliaciones, considerando los escenarios posibles que incluyen ciclo de vapor.

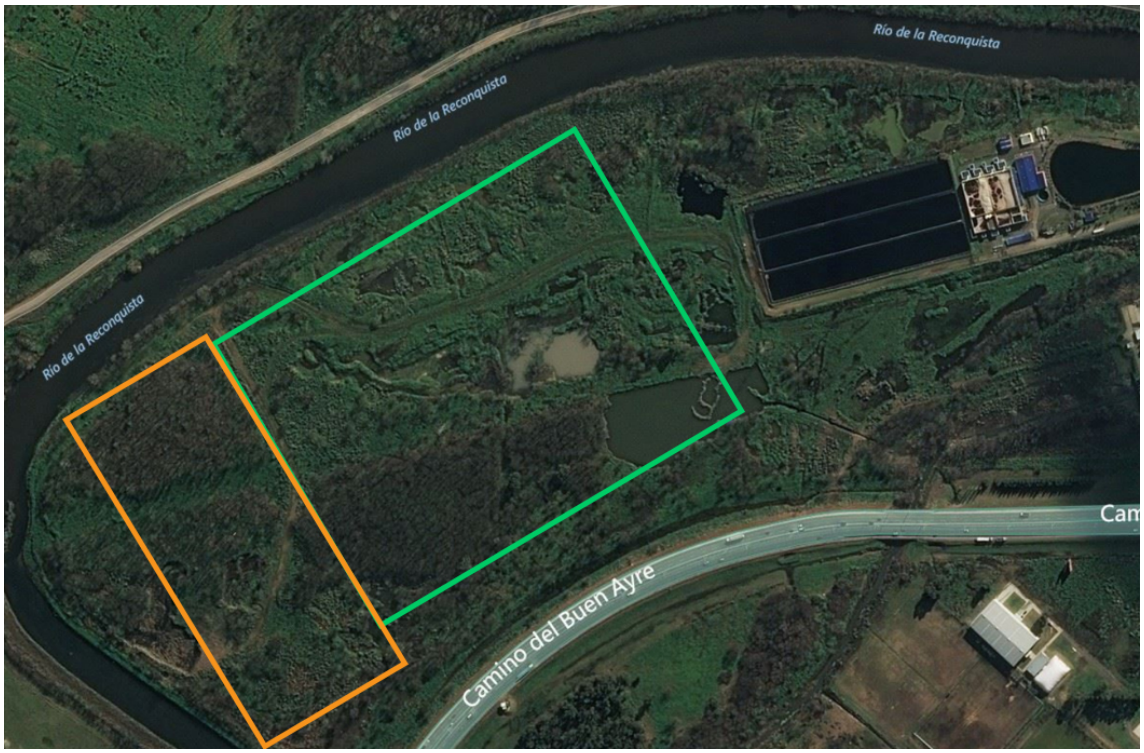


Figura 26.2: Terreno disponible para ampliaciones en ciclos de vapor

En tanto el rectángulo verde corresponde a lo dimensionado para la planta actual, el rectángulo naranja comprende el área sobre la que se puede avanzar; se dejó la primera etapa en el punto más cercano a la planta del TMB y costa de río para las torres de enfriamiento en caso de que se necesitaran para la etapa posterior. De todas maneras el terreno destinado a la primera etapa posee una superficie mayor que la que en sí se necesita lo cuál establece que el terreno para una ampliación no es solo el recuadro naranja, sino también el terreno que no esté utilizado (y esté contenido en el recuadro verde) por la nave principal del presente proyecto.

26.4.4. Inversión requerida

En la siguiente tabla se puede reconocer la inversión requerida. Para esto se utilizó el dimensionamiento estimado de equipos que se puede observar en la tabla 26.3 y la oportunidad disponible a la que se hace referencia en la tabla 26.1.

Equipo	Inversión requerida Miles USD
Caldera	10923
Compresor aire	20000
Filtro de manga	0
Grúa	48,5
Inyector Ca(OH)2	890
Inyector Carbon activado	79,1
Parrilla incineradora	8016
Torre de enfriamiento	0
Transformador	0
Turbina + Generador	7770

Tabla 26.4: Estimaciones de inversión para una ampliación de 10MW

Así, con dicha inversión se logrará un aumento de capacidad en el proceso que combinada con los equipos de la instalación original permitirá operar con la ampliación. Es menester recordar que estos cálculos son estimaciones y para ganar precisión se debería hacer un estudio de prefactibilidad sobre el proyecto de ampliar la planta en sí.

26.5. Ampliación de 20 MW

26.5.1. Requisitos adicionales de basura e insumos

En la tabla 26.5 se pueden observar los requisitos adicionales, tanto de basura como de insumos. Esto surge de recalcular el balance de masa teniendo como objetivo inyectar 20MW adicionales en el nodo, y siguiendo las consideraciones que guiaron todo el proyecto dado que también se trató de un ciclo Rankine.

Balance de masa proyecto adicional				
Proceso	Categoría	Componente	Unidad	
Parrilla	Input	Residuos	ton/día	761
Parrilla	Input	Residuos	ton/hora	31,710
Parrilla	Input	Aire	ton/hora	192,165
Pos cámara combustión	Input	Nox	ton/hora	0,1846
Pos cámara combustión	Input	NH3 (solución al 25%)	ton/hora	0,2299
Post cámara de combustión	**Input**	**Dioxinas**	**ton/hora**	0,0371
Adsorción y neut.	Input	Ca(OH)2	ton/hora	0,6605
Adsorción y neut.	Input	Ácidos	ton/hora	0,2600
Adsorción y neut.	Input	Carbón Activado	ton/hora	0,0330
Adsorción y neut.	Input	Hg	ton/hora	0,2074
Adsorción y neut.	Input	Dioxinas	ton/hora	0,0037

Tabla 26.5: Balance de masa para una ampliación de 20 MW

Estos requisitos, por ser adicionales, deberán sumarse a los requisitos de masa propios del proyecto para así conocer en la totalidad la demanda de cada uno de los insumos y de basura.

26.5.2. Modificación y compra de nuevos equipos

En cuanto a la compra de nuevos equipos se procedió a calcular la nueva necesidad en la situación menos favorable (año 2041, donde el poder calorífico de la basura es el menor) al tener tanto la ampliación como el proyecto original funcionando. Luego, se estudió la capacidad real de los equipos instalados y se calculó la capacidad extra necesaria para cada máquina calculada en el cuello de botella.

		Necesidades		Situación actual					
Equipo	Unidad	20MW	Planta en 2041	Rendimiento	Capacidad teórica	Cantidad	Capacidad real	Extra a cubrir	Unidad
Grúa	ton/hora	31,710	41,6	95%	50	1	47,5	25,773	ton/hora
Parrilla incineradora	ton/hora	31,710	41,6	97%	45	1	43,65	29,623	ton/hora
Caldera	ton/hora	83,664	109,9	100%	110	1	110	83,536	ton/hora
Turbina	MW	22,767	29,9	100%	30	1	30	22,667	MW
Generador	MW	22,767	29,9	100%	30	1	30	22,667	MW
Inyector Ca(OH)2	kg/hora	660,528	865,8	90%	1041,67	1	937,503	588,825	kg/hora
Inyector Carbon activado	kg/hora	32,979	43,2	90%	62,5	1	56,25	19,929	kg/hora
Filtro de manga	kg/hora	1343	1.662,5	95%	2500	1	2375	631	kg/hora
Compresor aire	kg/hora	6,037	7,9	95%	10	1,00	9,5	4,449	kg/hora
Transformador	MVA	22,767	26,8	99%	40	1	39,772	9,835	MVA
Torre de enfriamiento	MW	52430	62.184,0	100%	15.515	5	77575	0	MW

Tabla 26.6: Equipos necesarios para una ampliación de 20 MW

Así, con dicha inversión se logrará un aumento de capacidad en el proceso que combinada con los equipos de la instalación original permitirá operar con la ampliación. Es menester recordar que estos cálculos son estimaciones y para ganar precisión se debería hacer un estudio de prefactibilidad sobre el proyecto de ampliar la planta en sí.

26.5.3. Modificación de layout

El análisis en cuanto a la modificación esperada en el layout es idéntico a lo descrito en la sección 26.4.3. En la figura 26.2 se puede encontrar un mapa con el terreno actual y la proyección sobre lo que se puede avanzar.

26.5.4. Inversión requerida

Equipo	Inversión requerida Miles USD
Caldera	20656
Compresor aire	20000
Filtro de manga	1529
Grúa	115,3
Inyector Ca(OH)2	1884
Inyector Carbon activado	354,3
Parrilla incineradora	16152
Torre de enfriamiento	0
Transformador	0
Turbina + Generador	14733

Tabla 26.7: Estimaciones de inversión para una ampliación de 20MW

CAPÍTULO 27: ANÁLISIS DE INVERSIONES

El siguiente capitulo detalla las inversiones necesarias para el desarrollo del proyecto considerando la adquisición de maquinarias y equipamientos y la obra civil necesaria para emplazar el proyecto

27.1. Cronograma de inversiones en bienes de uso

El cálculo del monto de las inversiones y su horizonte temporal se realizó tomando en consideración tres factores propios de cada inversión los cuales se pasan a detallar.

- **Momento de adquisición del bien**

  Siguiendo el cronograma de obras y puesta en marcha se determinan los momentos de pedido y adquisición de las distintas obras y maquinarias.

- **Vida útil**

  Dependiendo de la vida útil de los bienes y su valor potencial de reventa finalizado su uso se determinan las reinversiones en recomprar aquellos bienes que ya cumplieron con su plazo estimado de uso.

- **Plazos de pago**

  Para cada inversión se toma en cuenta los distintos plazos de pago en referencia al momento de adquisición.

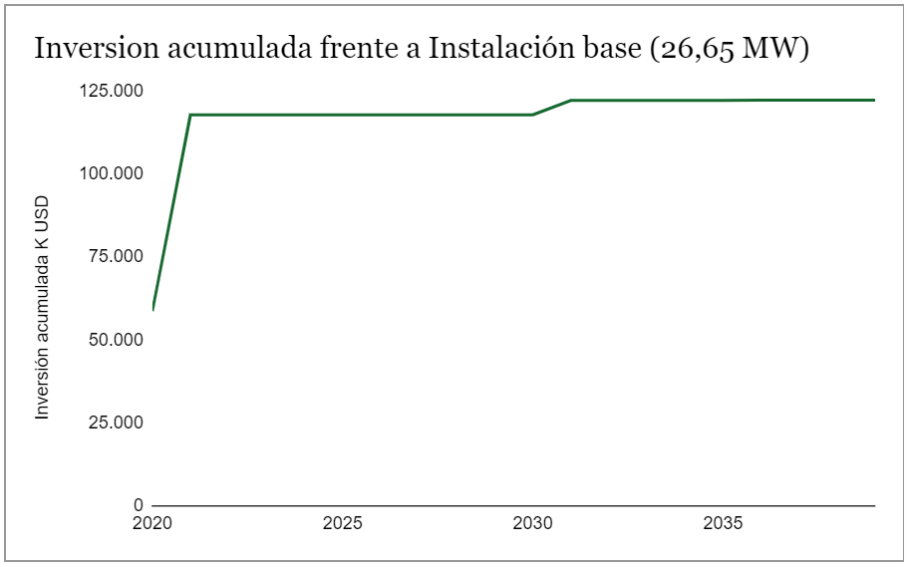


Figura 27.1: Gráfico de inversiones acumuladas en bienes de uso

La figura 27.1 muestra que las inversiones en bienes de uso se concentran al comienzo del proyecto y que existen pequeñas reinversiones de pequeño valor relativo comenzando el año 2030 aproximadamente.

Es importante recordar que en esta sección no se están incluyendo las inversiones en capital de trabajo que se calcularán a partir del estado de origen y aplicación de fondos en las sección 27.3.

27.2. Amortizaciones

Una vez calculadas las inversiones necesarias para la realización del proyecto y ubicadas en el horizonte temporal, se pasa a determinar su cronograma de amortizaciones.

Para determinar el monto a amortizar de los distintos activos se investigó la vida útil contable de cada uno de ellos y se aplicó la siguiente formula:

$$Amortizacion = \frac{ValorOriginal - ValorResidual}{VidaUtil} \tag{27.1}$$

Siendo el valor original el monto de la inversión inicial y el valor residual, el valor remanente del activo una vez cumplido el plazo de amortización. En nuestro caso, dadas las características de las maquinarias utilizadas, el valor residual se considera nulo, ya que no tienen mercado de reventa. Para obtener las vidas útiles se tomó como referencia las disponibles en reportes oficiales de AFIP y las existentes de practicas comunes de la industria (Errepar, 2016). Estas vidas útiles fueron acortadas según indica el beneficio de amortización

acelerada del "régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica" y el pliego de RenovAR (Secretaría de gobierno de energía., 2018). Los cálculos de las amortizaciones se realizaron tanto para las inversiones del proyecto base como para las alternativas de ampliación analizadas previamente en el estudio de ingeniería. El monto anual de las amortizaciones es constante, ya que el valor del activo queda fijado desde el momento de su adquisición. Si bien los activos adquiridos cotizan en dólares, se asientan contablemente al tipo de cambio del momento (año) en que fueron adquiridos.

Inversión	Monto (K USD)	Vida útil	Vida útil acelerada	Amortización anual (K USD)
Caldera	30.000	20	14	2.143
Parrilla	26.250	20	14	1.875
Turbina+Generador	19.500	20	14	1.393
Tratamiento NOx	7.500	20	14	536
Alimentador+cámara	7.500	20	14	536
Filtro de manga	5.760	20	14	411
Otros equipamientos(incineración)	3.750	20	14	268
Sistemas inyección Cal	3.000	10	7	429
Torre de enfriamiento	2.500	20	14	179
Sistema carbón activado	1.000	10	7	143
Sistema eléctrico, intrumentación y control	1.000	20	14	71
Transformador	800	20	14	57
Cañerías	780	20	14	56
Grua	213	10	7	30
Tractor pala	65	5	3	22
Bombas	44	10	7	6
Obra civil	8.141	40	28	291

Tabla 27.1: Cálculo de amortizaciones de proyecto base

Inversión	Ampliación	Monto (K USD)	Vida útil	Vida útil acelerada	Amortización anual (K USD)
Ciclo ORC	1,6 MW	5.440	20	14	389
Caldera	10 MW	10.923	20	14	780
Compresor aire	10 MW	20.000	20	14	1.429
Grua	10 MW	49	10	7	7
Inyector Cal	10 MW	890	10	7	127
Inyector carbon activado	10 MW	79	10	7	11
Parrilla	10 MW	8.016	20	14	573
Turbina + Generador	10 MW	7.770	10	7	1.110
Caldera	20 MW	20.656	20	14	1.475
Compresor aire	20 MW	20.000	20	14	1.429
Grua	20 MW	115	10	7	16
Inyector Cal	20 MW	1.884	10	7	269
Inyector carbon activado	20 MW	354	10	7	51
Parrilla	20 MW	16.152	20	14	1.154
Turbina + Generador	20 MW	14.733	20	14	1.052
Filtro de manga	20 MW	1.529	20	14	109

Tabla 27.2: Cálculo de amortizaciones de ampliaciones

27.3. Inversión en capital de trabajo

A la hora de analizar el nivel de activo de trabajo y sus inversiones asociadas dada su variación vienen regidas por las siguientes fuentes principales:

- **Creditos comerciales por ventas:** serán iguales a 2 meses de venta de energía eléctrica según indican las condiciones de pago de RenovAr.
- **Deudas comerciales:** serán, por política estándar, 1 mes de las compras de insumos y gastos en repuestos.
- **Caja y disponibilidades bancarias mínimas:** la caja mínima se definió como el monto equivalente a los ingresos que se generan durante un período de tiempo igual al plazo de cobranza, más un mes de seguridad. Entonces, si las ventas se realizan a dos meses de pago, se requerirá como caja mínima 3 meses de caja. Esto es una condición necesaria dada la posibilidad de atrasos en los pagos de RenovAr. En cuanto al valor total, dado que para evaluar el proyecto no se lo afecta por política de dividendos, los resultados positivos van generando acumulación de caja.
- **Stock de repuestos:** el total del valor de los repuestos almacenados en planta.
- **Stock promedio de insumos:** originado por los niveles de stock promedio de los distintos insumos del sistema de tratamiento de gases (Carbón activado, Solución de amoníaco y cal hidratada). Al generar energía eléctrica, la planta no cuenta con stock de producto en proceso ni producto terminado.

Al analizar la proyección de la variación del nivel de capital de trabajo se puede ver un crecimiento inicial acelerado producto del aumento de los créditos por ventas afectados por el alto nivel de inflación proyectada para los primeros años del proyecto. Continúa con un período de estabilidad y una posterior caída generada por la reducción de la facturación debido a la reducción del factor de incentivo, un factor que incrementa las ganancias iniciales del proyecto en el detrimento de las finales como se explicara en la sección 30 (Facturación). Cabe recordar que el factor de incentivo, un beneficio conferido en el Programa Renovar, permite cobrar al comienzo de la operación por adelantado los MWh a venderse a futuro (pagando el primer año 20 % por encima del precio por MWh, que es percibido en los últimos años de operación cobrando una tarifa que descuenta este beneficio -siendo el precio cobrado de 80 % del correspondiente a cobrar).

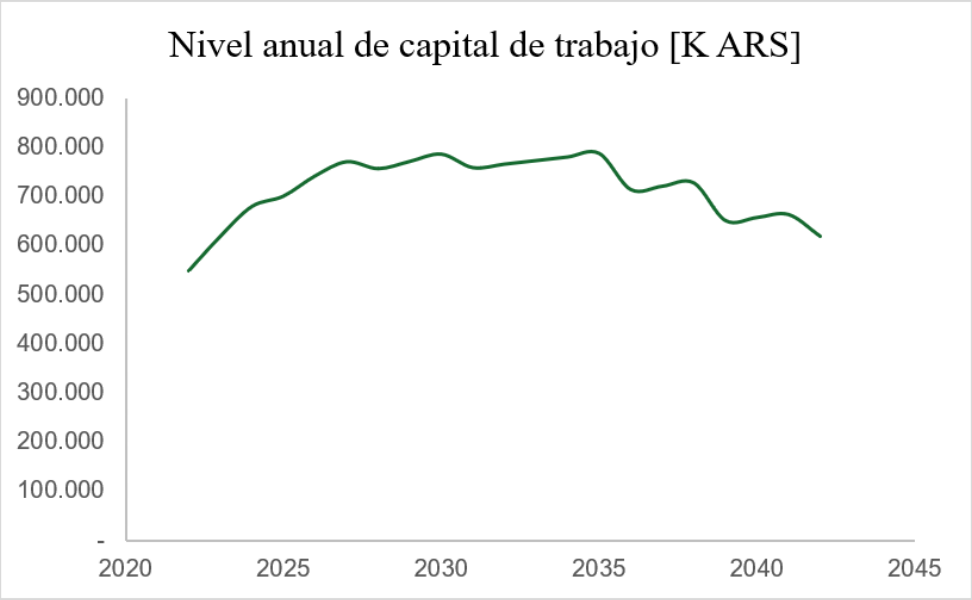


Figura 27.2: Nivel y variacion de capital de trabajo.

27.4. Liquidación de proyecto

Para evaluar el valor terminal del proyecto cumplida la duración del contrato presente en el pliego de RenovAr, se analizan 3 posibles métodos de valuación para estimar dicho valor. Los distintos criterios se pasan a comentar a continuación:

- **Perpetuidad:** Este método es utilizado para valuar flujos de fondos que se sostendrán en forma indefinida en el futuro. Para el caso de este proyecto, este método no resulta el más acorde por dos razones principales. La primera de ellas es que los ingresos proyectados posteriores a la venta, no están definidos ya que dependerán del tipo de mercado al que el comprador del proyecto acceda (Spot, MATER o, si continua su incentivo, un programa

RenovAr). El segundo motivo por el cual una perpetuidad resulta inadecuada es por que el proyecto requiere constantes inversiones que deberán realizarse en distintos momentos a lo largo del proyecto y no pueden ser contempladas por este método.

- **Anualidad:** El método de estimación del valor terminal del proyecto por anualidad es utilizado al proyectar flujos de fondos de un proyecto por una duración determinada posterior a la finalización del proyecto original. Al igual que en el caso de la perpetuidad, este método no resulta el más adecuado ya que los ingresos futuros proyectados de forma posterior a la venta van a depender del tipo de contrato al que se suscriba el comprador del proyecto.

- **Liquidación:** Este método consiste en la venta del proyecto tomando como valor de venta al valor libro de los bienes que no han sido completamente amortizados y del capital de trabajo remanente. Para este proyecto, se utilizara este método para estimar el valor residual.

Al finalizar el plazo del proyecto, mediante su liquidación (venta a un tercero que seguirá explotándolo), los activos se venden a su valor remanente contable sin contemplar amortizaciones aceleradas ya que estas solo son un beneficio fiscal que no refleja el precio de venta de mercado de los bienes. Para las maquinarias utilizadas en el caso base, su valor residual resulta nulo ya que su vida útil coincide con el plazo de licitación del proyecto o se termina de amortizar la última reinversión de un bien en dicho momento. Además, el valor residual contable de los bienes, es nulo, quitándoles un potencial valor de reventa. En el caso de la obra civil se toma la venta por el valor de libros sin contar las amortizaciones aceleradas por lo que no genera utilidades, pero si produce un aumento de las disponibilidades y caja. El valor remanente de la estructura es de la mitad de la inversión inicial ya que posee una vida útil de 40 años. Esto abre a la posibilidad de que un nuevo inversor compre dicha estructura y realice un nuevo proyecto de 20 años (duración habitual de un proyecto de energía).

En lo que respecta a costos de cierre no se tienen en cuenta gastos administrativos de cierre ya que los pliegos detallan la libre salida de las obligaciones previamente adquiridas una vez cumplido el plazo del proyecto. La transferencia de los bienes de uso vendrá asociada a la transferencia del personal al comprador por lo que no se incurren en costos de indemnizaciones. A pesar de esto, el hecho de no contemplar las indemnizaciones en el costo de cierre del proyecto no genera un cambio sustancial sobre el VAN del proyecto. Las indemnizaciones calculadas suman un total de 922 millones de pesos en el año 2042 que convertidos al tipo de cambio nominal proyectado para dicho año suman un total de 4,1 millones de dólares. Traídos a valor presente descontadas por la WACC del proyecto, las indemnizaciones poseen un valor de 263 mil dólares, varios órdenes de magnitud menor y por ende de índole menor.

CAPÍTULO 28: ESTRUCTURA DE COSTOS

El siguiente capítulo indaga sobre la estructura de costos del proyecto analizado profundizando en sus gastos operativos y proyecciones.

28.1. Método de costeo

Dado que el proyecto se dedica al rubro de generación y venta de energía eléctrica, se puede entender a la energía como un único producto. Asimismo no existe inventario de producto en proceso ni de producto terminado: este es despachado inmediatamente a través de la conexión a la red. Al mismo tiempo la mayoría de los costos están ligados al nivel de producción, lo que se traduce en una relación directa entre energía entregada y costos operativos.

De este modo, se analizan los dos sistemas de costeo más tradicionales y aceptados legal y contablemente: costeo por absorción y costeo directo. En ambos casos, la unidad definida es ’una unidad de energía’ (1MWh). Las diferencias principales entre estos sistemas son:

- Asignación de los costos fijos. En el caso del costeo por absorción estos son asignados al producto, en tanto que no lo son en el caso del costeo directo donde se los considera recién al final, generando un valor de coste unitario distinto para cada sistema.
- Valuación del inventario de producto terminado. En el costeo por absorción el inventario de producto terminado tiene asignados los costos fijos y variables, en tanto que en el caso del costeo directo el inventario solo tiene asignado los costos variables, lo que genera fuertes diferencias entre los dos sistemas.

Sin embargo, debido a la especificidad del negocio, los costos fijos son despreciables frente a los costos variables que dependen directamente del nivel de actividad y no existe inventario de producto terminado pues este es inyectado a la red en el instante siguiente a su producción. Por este motivo, las diferencias expuestas entre los sistemas más arriba no aplican al presente proyecto y es indistinto utilizar un sistema u otro. En este caso a nivel contable se optó por utilizar el costeo por absorción.

Al mismo tiempo, en pos de utilizar una métrica superadora y fuertemente establecida en la industria a la hora de comparar entre sistemas se optó por el costo nivelado de la energía o LCOE (por sus siglas en inglés) el cual se detalla en la sección 37.3. Si bien este método tiene limitaciones en cuanto a la consideración integral de todos los factores que integran los sistemas de producción (i.e. flexibilidad, estacionalidad en la inyección, impacto de huella de carbono y costos marginales muy alejados de lo lineal), es el utilizado en la industria a nivel mundial (Ueckerdt, Hirth, Luderer, & Edenhofer, 2013) y por ende el tomado como referencia al compararse contra otros jugadores en los mercados eléctricos.

28.2. Gastos operativos

Las proyecciones de las distintas fuentes de egresos operativos se hicieron basadas en los distintos requerimientos analizados en el estudio de ingeniería. Adicionalmente se actualizaron los valores según inflación en pesos, inflación en dolares y variación del tipo de cambio real según corresponda para cada caso.

- **Insumos**

  El costo de insumos se deduce de los requerimientos de productos químicos del balance de masa, donde se toman en cuenta las proyecciones de la composición de residuos y la cantidad de residuos necesaria para producir el poder calorífico suficiente para mantener el volumen de producción eléctrica requerido. Los precios fueron actualizados según la inflación en dolares y pesificados según proyección de tipo de cambio dado que tanto en el caso de importación como en el de compra local se toma de referencia el precio dolarizado.

- **Salarios**

  Para los salarios se realizó, para la dotación necesaria, una distinción entre puestos gerenciales y puestos con convenio salarial. En el caso de los puestos con convenio se tomó la información del último convenio salarial de los gremios de “Luz y Fuerza” y de “Comercio” para el calculo del salario base, beneficios y las actualizaciones por antigüedad. En caso de puestos gerenciales estos valores se determinaron a partir de estándares de la industria. Para la actualización por paritarias se tomo como referencia la inflación en pesos con un atraso de 6 meses, salvo en los casos donde la acumulada superara al 25 % donde no habría atraso por ser un escenario de mayor fuerza en las exigencias salariales.

- **Mantenimiento**

En el caso de los costos de mantenimiento de maquinarias, el costo de este representa una porción del costo en doláres de los equipamientos debido a la necesidad de mano de obra calificada y proveniente del exterior sumado a cambios de partes de activos que también están en moneda extranjera. Los repuestos que se utilizan durante el año para solucionar roturas leves están explícitos en un ítem aparte.

- **Servicios asociados** Los servicios asociados constan de los servicios de transporte de residuos, los costos de tercerización del tratamiento de los residuos peligrosos, la disposición de cenizas de fondo y el uso de la red de gas natural. Los requerimientos dependen del balance de masa y su actualización sigue la inflación en pesos argentinos.

- **Repuestos**

  Aparte de las tareas de mantenimiento, es necesario un consumo de repuestos en vistas de mantener la operación de la planta de manera saludable y acorde al objetivo del proyecto. Este consumo está separado del gasto de mantenimiento ya que son repuestos para roturas solucionables por mano de obra de planta (que no necesita de un conocimiento técnico profundo).

Como se puede ver en la figura 28.1, 47 % de los gastos operativos son en pesos argentinos y el resto en dolares americanos o de precio anexado a valor en dolares americanos.

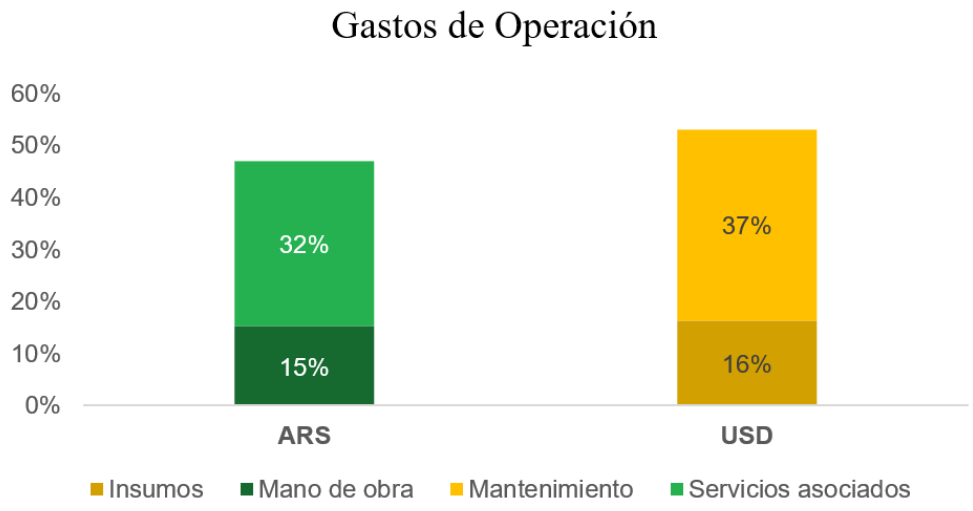


Figura 28.1: Composición de costos en moneda y tipo

CAPÍTULO 29: PROYECCIONES FINANCIERAS

29.1. Inflación y tipo de cambio

Para proyectar los estados financieros a futuro es necesario tener las proyecciones de evolución diferentes variables macroeconómicas. Para el caso de este proyecto las variables de interés son: la inflación argentina, el tipo de cambio ARS/USD, la inflación en dólares y la evolución de paritarias.

Es importante destacar que estas variables se encuentran interrelacionadas por el tipo de cambio real o tipo de cambio a valores presentes expresado por la fórmula.

$$TCR_i = \frac{TCN_i \prod_{k=0}^{i}(1 + TIEEUU_k)}{\prod_{k=0}^{i}(1 + TIARG_k)} \tag{29.1}$$

TCR_i : Tipo de cambio real año i referenciado a un año $i = 0$.

TCN_i : Tipo de cambio nominal año i.

$TIARG_k$: Tasa de inflación de Argentina año k.

$TIEEUU_k$: Tasa de inflación de EEUU año k.

Al analizar la evolución histórica de las variables de interés, se puede observar que incluso con la alta volatilidad de la inflación y el tipo de cambio nominal, el tipo de cambio real tiene comportamientos cíclicos alrededor de una media sin tendencia en valor 1,4 referenciando a valores constantes de Marzo de 2001, por lo que se puede proyectar la media de su valor contante para el análisis financiero y simular su variación en el análisis de riesgos únicos. De manera análoga se observó que algo similar ocurre con la inflación de EEUU, la cual varía en el entorno de una media de 2 % anual.

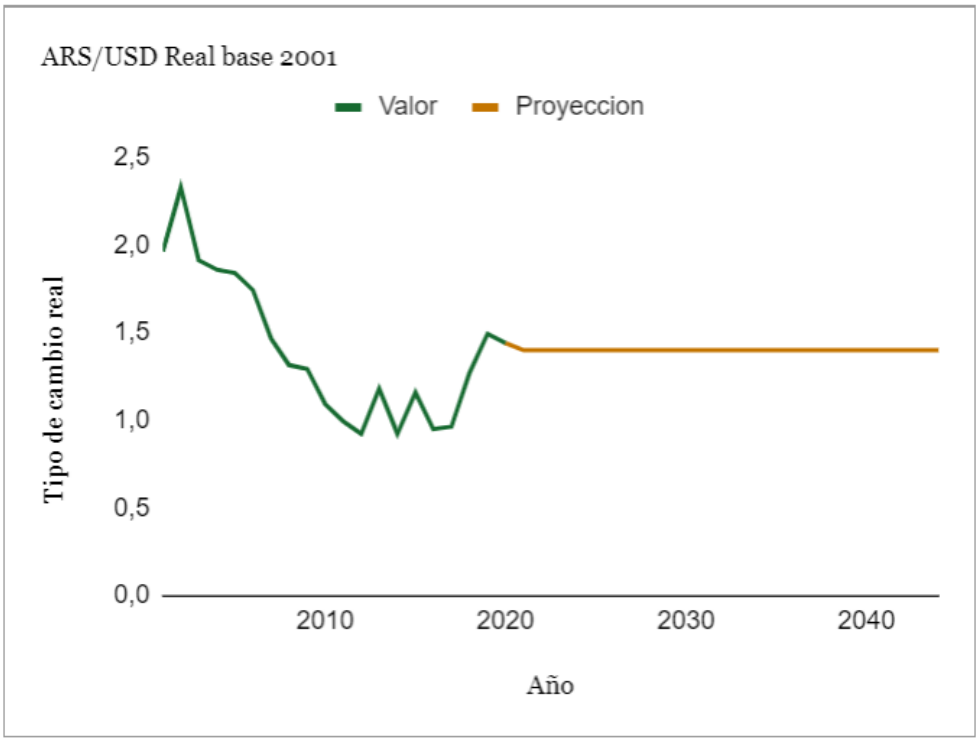


Figura 29.1: Proyección tipo de cambio real ARS/USD a valores del año 2001.

Para la inflación argentina y el tipo de cambio nominal, se observaron tanto los valores históricos como las proyecciones del REM (Relevación de Expectativas de Mercado). Puede observarse una expectativa de reducción de la inflación hacia un valor estable (Banco Central de la República Argentina, Agosto 2019). Para el largo plazo se tomo como referencia los países Chile y Perú, a quienes les llevó aproximadamente 10 años estabilizar su inflación en valores de alrededor del 3 % luego de escenarios de alta volatilidad. Partiendo de esta información se proyectó una continuación de la tendencia marcada con el REM suavizada tal que la tasa de inflación se estabilice en 3 % para el 2031 como se puede ver en la figura 29.2.

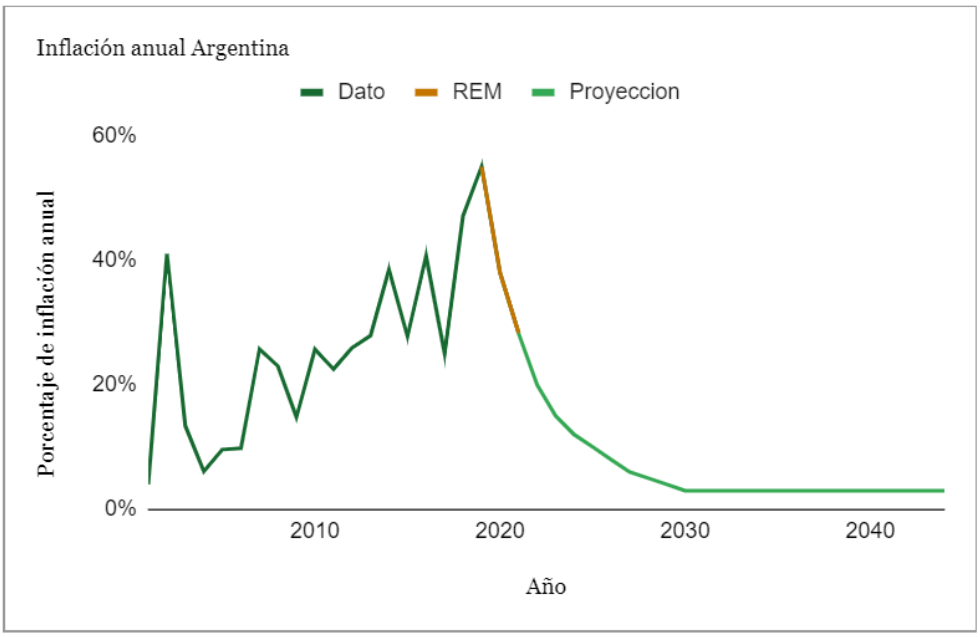


Figura 29.2: Proyección inflación anual argentina.

Por otro lado el tipo de cambio nominal se proyecto a través de la interrelación con los valores proyectados de inflación y tipo de cambio real los cuales eran de simple modelización, proyectando un valor de $ 226 para el año 2043 con leve tendencia creciente dada la diferencia entre la proyección de inflación de Argentina y EEUU como puede observarse en la figura 29.3.

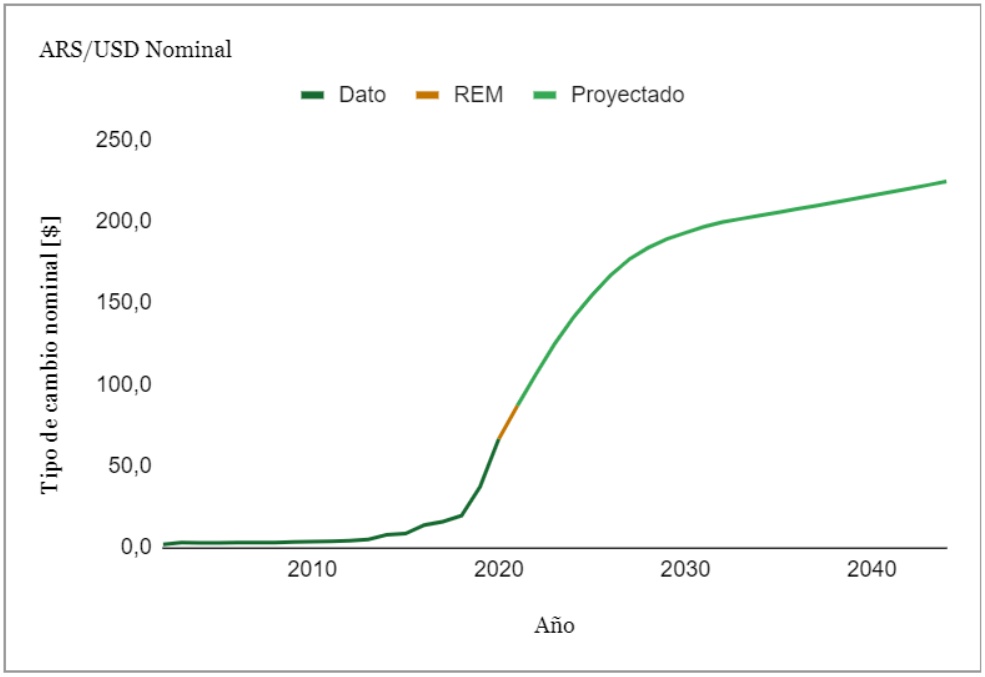


Figura 29.3: Proyección tipo de cambio nominal ARS/USD.

29.2. Modelización de paritarias

Para el cálculo de los aumentos salariales, adicionalmente a los aumentos por antigüedad se tomaron en cuenta las actualizaciones de salarios por paritarias. Del análisis de la relación de las paritarias con la inflación anual se modelizaron dos comportamientos: que las paritarias, por su carácter de negociarse con las publicaciones de inflación pasadas, tienen un atraso de por lo menos 6 meses respecto de la inflación y que en aquellos años con niveles elevados de inflación existe mayor poder de negociación de los gremios y tienden a tomarse en cuenta las proyecciones futuras de inflación para evitar que el retraso impacte excesivamente en el poder adquisitivo de los empleados.

Como puede verse en el gráfico de la figura 29.4, el modelo aplicado de proyección mantiene un gap entre la proyección de inflación y de paritarias producto del lag de la relación y que tiende a reducirse en los años de inflación mas estable.

De todas maneras los cálculos fueron llevados a cabo a nivel anual que si bien reflejan el *high level concept* no abundan en el efecto financiero detallado, por lo que se recomienda el realizar un estudio a nivel mensual para considerar de forma vasta el efecto de las paritarias.

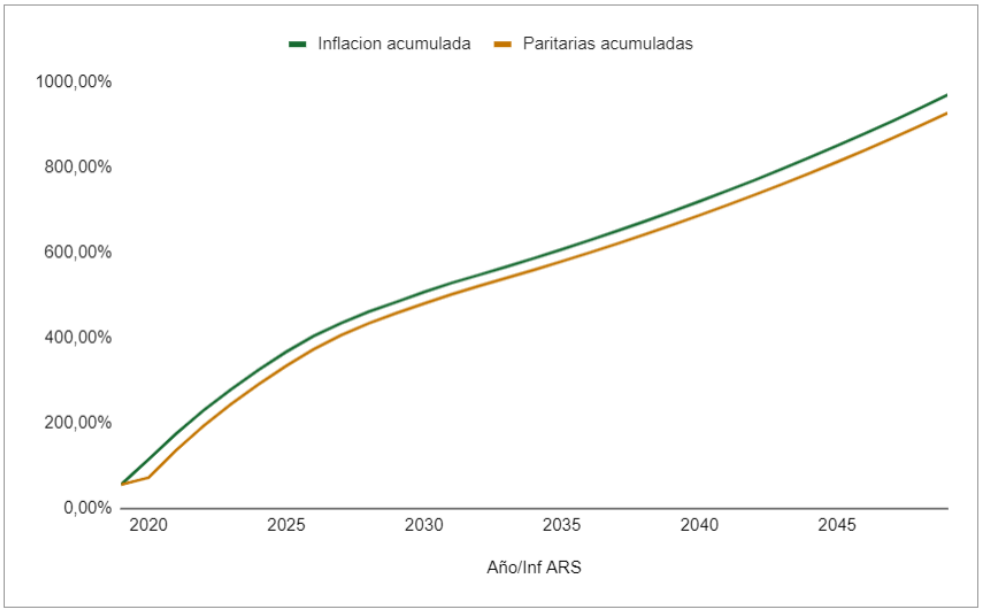


Figura 29.4: Proyección inflación y paritarias acumuladas.

CAPÍTULO 30: INGRESOS Y MARGEN OPERATIVO

El siguiente capítulo se enfoca en detallar las fuentes de ingresos del proyecto bajo análisis y su margen operativo contemplados los costos mencionados en secciones anteriores.

30.1. Facturación

Debido a que la venta de la energía eléctrica al MEM está planteada como un contrato a término mediante licitación de RenovAr, la cantidad de energía comercializada se mantiene constante en 210.108 MWh anuales. Por otro lado el precio es igual al precio licitado en dolares afectado por una actualización por inflación constante de 1,7 % anual y un "factor de incentivo". Este factor es una serie de multiplicadores que afectan al precio año a año, con media igual a 1 tal que no afecta la facturación total a lo largo de la licitación pero que permite tener mayores ingresos al comienzo de operación (mayor a 1 durante el inicio del proyecto), teniendo un efecto financiero positivo. Entre las distintas ventajas que podemos concluir que nos da el factor de incentivo se encuentran:

- Reducción de **1 año** en el plazo con utilidades netas negativas
- Reduccion de **3 años** de quebrantos.
- Mejora de **1 punto porcentual (+26 %)** de la TIR del proyecto.

Otro ingreso potencial es el proveniente del **tipping fee** (tarifa por procesamiento de residuos) por la reducción de volumen de residuos cuyo destino final es el de disposición en relleno sanitario. Este ingreso, proporcional a la cantidad de basura incinerada es abonado por la empresa encargada de la disposición de residuos (en este caso CEAMSE). En este estudio se analizará que valor es el mínimo a exigir para garantizar la viabilidad del proyecto. Adicionalmente, en el estudio de riesgos se estudiará el impacto del escenario de cobro de tipping fee en los indicadores de rentabiidad y las variables de riesgo.

30.2. Análisis de margen operativo

Al analizar el resultado de la actividad año a año, se puede observar la evolución del EBITDA, inicialmente negativo, producto de los costos incurridos durante la puesta en marcha de planta, seguido de un período de crecimiento consecuencia del inicio de actividades y de la producción de electricidad, sumado a un ingreso extra por el ”factor de incentivo” y finalmente una caída producida por el efecto del factor recién nombrado junto con el aumento de los costos de insumos y servicios producidos tanto por la inflación (en USD y AR$) como por el cambio de composición de los RSU proyectados, significando en algunos períodos una necesidad mayor de insumos. De la figura puede concluirse que operativamente el proyecto es rentable en todos los años desde que empieza a producir energía eléctrica (EBITDA mayor que cero).

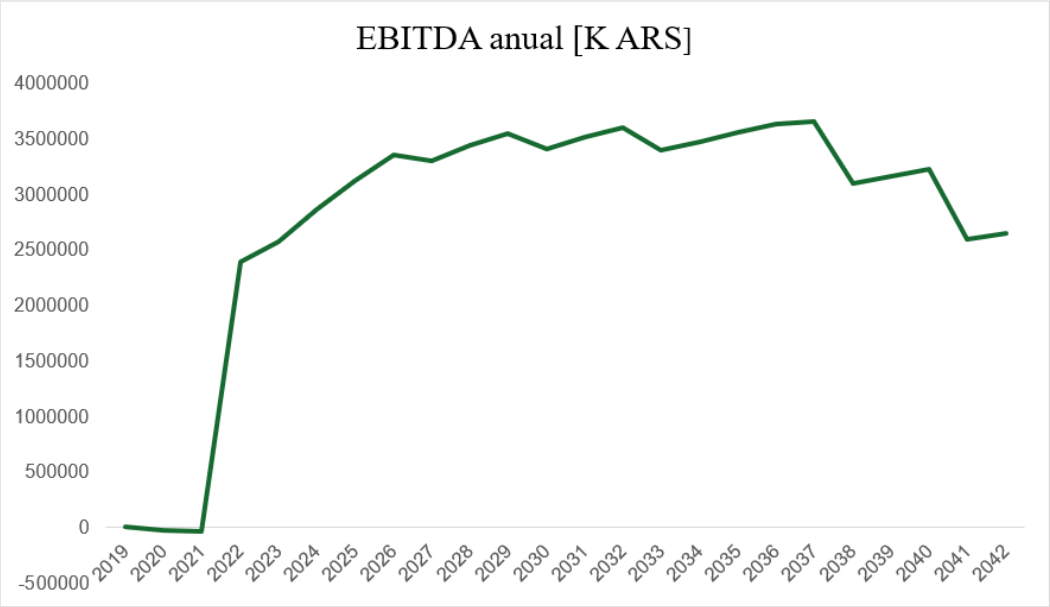


Figura 30.1: Variacion anual de EBITDA

Como se puede observar en la siguiente figura 30.2, donde se tomo de referencia el año 2028 por ser representativo del flujo de fondos promedio del proyecto, el proyecto cuenta con un alto margen operativo propio de su característica de ”capital intensivo”. Adicionalmente comparando con la figura 30.3 se puede ver el cambio en la estructura mencionada, donde los costos, por ejemplo los servicios y el mantenimiento, subieron un 40 % en términos nominales mientras la facturación solo un 13 % (Dado el efecto combinado de tipo de cambio, actualización y caída de factor de incentivo). Por otro lado se puede ver que los impuestos se vuelven relativamente mas significativos ya que el beneficio de no pago de ingresos brutos tiene vigencia hasta el año 15.

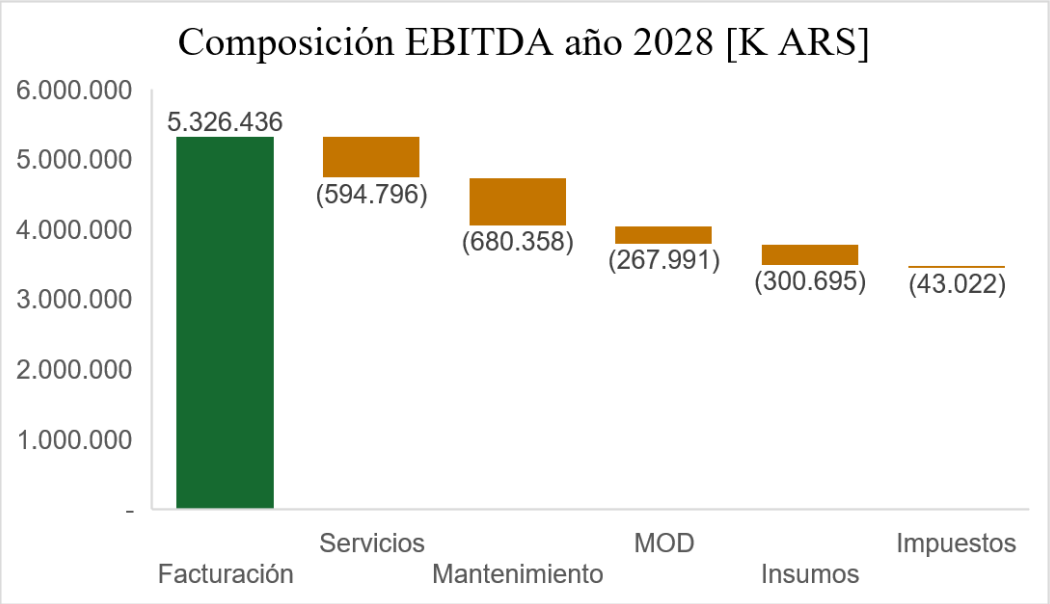


Figura 30.2: Composición EBITDA año 2028

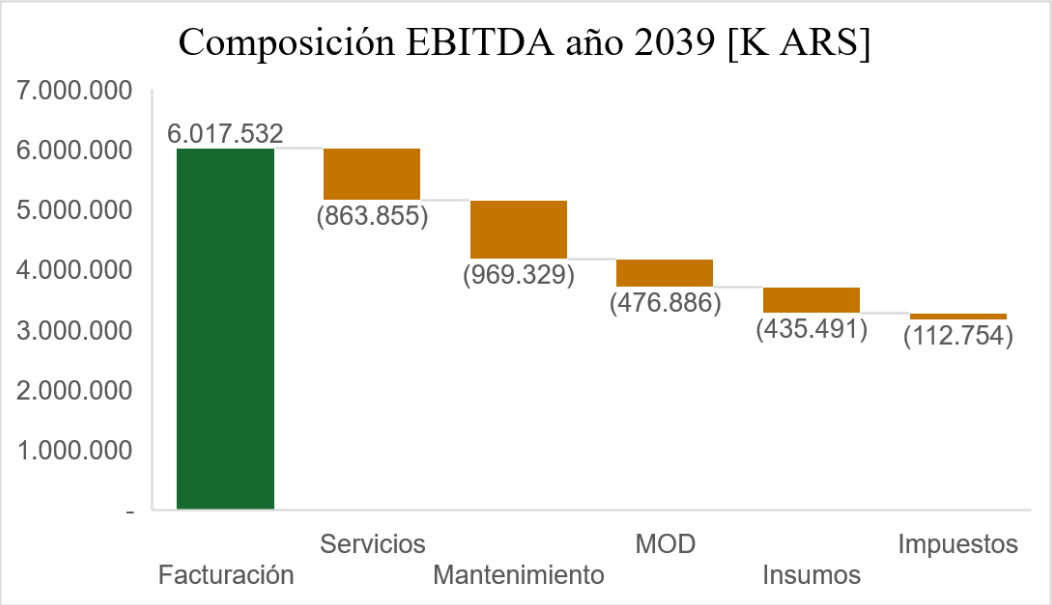


Figura 30.3: Composición EBITDA año 2039

Adicionalmente, se realizo un análisis de punto de equilibrio donde se busco determinar los precios y cantidades de residuos a incinerar y/o energía generada que provoca un EBITDA nulo, en otras palabras, que cubra el costo de operación propio. Tanto el precio como la cantidad de equilibrio representan valores a los cuales por debajo de estos la planta opera a pérdida, por lo que incluso ya puesta en marcha conviene cesar las operaciones.

- **Precio de equilibrio**

Para el calculo de precio de equilibrio, se iteró sobre el modelo de proyección de estados contables variando el precio de licitación de la venta de energía. Obteniéndose un precio de equilibrio de **40 USD/MWh** (sin tener en cuenta un *tipping fee*).

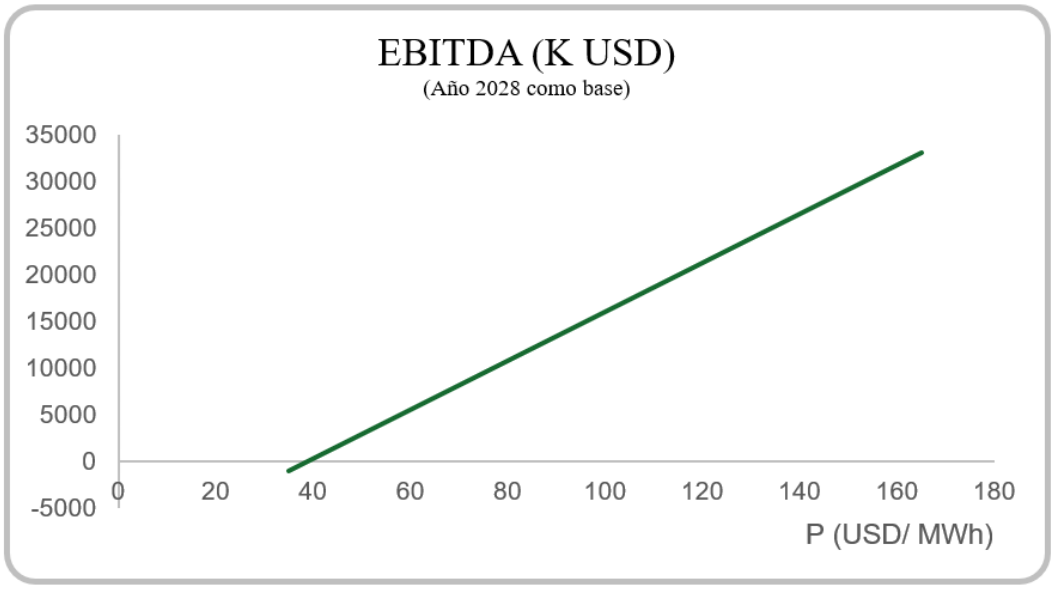


Figura 30.4: Precio de MWh producido al cual se cubren los costos de producción

- **Cantidad de equilibrio**

  En el caso de la cantidad de equilibrio, dado que el autoconsumo depende del grado de utilización de los equipos en términos de cantidad, se modelizó la fracción de costos fijos y variables de la planta para la cantidad de equilibrio mediante las siguientes hipótesis: linealidad entre la generación total de energía y el requerimiento de residuos, generación eléctrica y consumo de RSU constante a lo largo del año; dando lugar a la siguiente fórmula de la cual se obtuvieron los distintos EBITDA de Cut-off (Cantidad de equilibrio del EBITDA) para cada año.

$$Qe_t = \frac{Gf(1+Ic)}{(P_f \frac{R_t}{FpHaGe} + P_e)(1-(Ib+Ic+(1+Ic)\frac{R_t}{FpHaGe}\sum Ci_t Ri_t))} \tag{30.1}$$

Qe_t : Cantidad de energia de equilibrio año t

Gf : Costos fijos operativos

P_f : Tipping fee de tratamiento RSU

P_e : Precio licitado de energía

Ib : Porcentaje de ingresos brutos respecto de la facturación

Ic : Porcentaje de impuesto al cheque respecto de la facturación

R_t : Residuos totales del año t

Fp : Factor de planta

Ha : Horas del año

Ge : Generación total (potencia instalada)

Ci_t : Fracción del costo del insumo i en el año t

Ri_t : Relación insumo respecto a residuos del insumo i en el año t

Expresando la cantidad de cut-off comercializada en términos de basura incinerada, se puede concluir que la planta en marcha puede seguir operando sin generar perdidas operativas incluso con eventuales restricciones en la provisiones de residuos mayores del 90 % para los primeros años de operación. Además, en el gráfico de la figura 30.5 se observa como la cantidad de cut-off aumenta consecuencia de los orígenes de la reducción del EBITDA mencionado previamente.

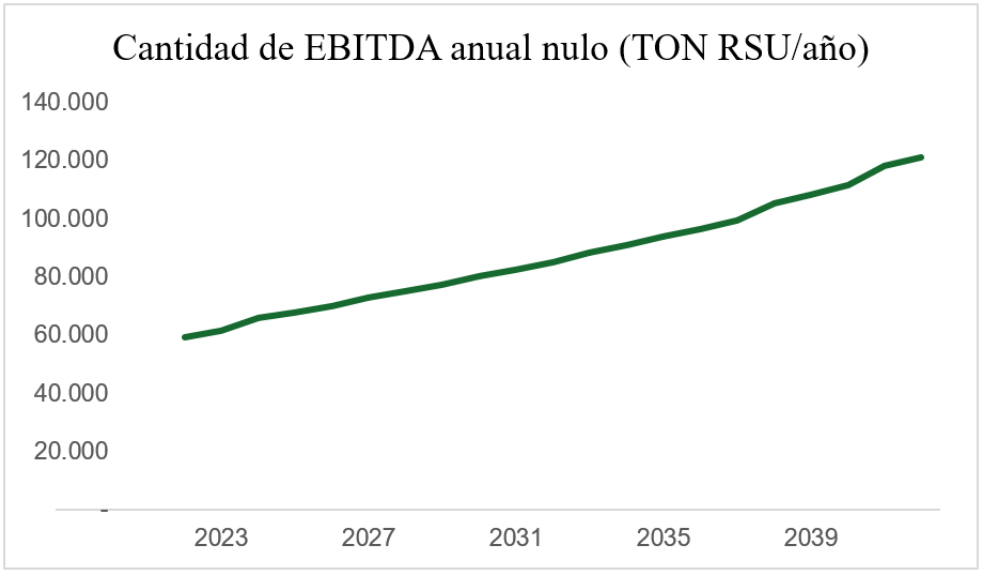


Figura 30.5: Cantidad anual de energía generada de anulación de EBITDA

CAPÍTULO 31: IMPUESTOS

Para entender los impuestos a pagar se revisaron las fuentes impositivas mas relevantes del sistema nacional, el de la provincia de Buenos Aires y de la municipalidad de Tres de Febrero. Además se tomaron en cuenta los distintos beneficios derivados del análisis de los pliegos de RenovAR y del régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica (Ley Nacional 27.191). En su combinación, estos incentivos a energias renovables junto con el factor de incentivo que afecta el precio de venta suman un impacto de mas de 25 M USD en la rentabilidad a valor presente del proyecto.

31.1. Régimen impositivo

- **Impuesto al Valor Agregado (IVA)**

  El IVA es un impuesto aplicado al valor de los bienes y servicios en cada etapa del proceso de comercialización. Transferencias al gobierno y créditos por impuestos ya pagados ocurren cada vez que en un negocio, en la cadena de suministro, se compra un producto o servicio. Al proyecto lo afecta el IVA general que es del 21 % tanto para ventas de energía como para todas las erogaciones que se realizarán (inversiones, importaciones, compras de insumos, compra de respuestos, entre otras). .(de Inversiones y Comercio Internacional, 2019)

- **Impuesto a las ganancias**

  La tasa de impuesto a las ganancias se aplica sobre los resultados declarados de la empresa. El resultado fiscal (beneficio o pérdida) es determinado según reglas puestas por la legislación correspondiente en renta imponible en lo que respecta a gastos y gastos fiscalmente deducibles, exenciones y deducciones personales, inventario y métodos de valoración del crédito y traslado de pérdidas entre otros. Para los períodos fiscales a partir del 1 de enero de 2020, la alícuota de impuesto a las ganancias pasara al 25 % (de Inversiones y Comercio Internacional, 2019). En caso de que las utilidades del ejercicio sean negativas, entonces se computará un quebranto, que quedará a favor de la empresa y podrá deducirse en caso de tener que pagar ganancias en siguientes períodos.

El plazo máximo por el cuál puede utilizarse un quebranto es de 10 años (Programa Renovar).

- **Impuesto sobre los debitos y creditos bancarios**

  Las transacciones de crédito y débito en cuentas bancarias mantenidas por instituciones gobernadas por la Ley de Instituciones Financieras están sujetas a una tasa impositiva general del 0,6 %. Además, a todas las transacciones de dinero se les cobra un impuesto del 1,2 % si son llevadas a cabo usando los sistemas de pago que sustituyen el empleo de cuentas corrientes. Ciertas transacciones son cobradas a diferentes tasas y califican para exenciones específicas. A fines específicos del proyecto se aplicara la tasa de 0,6 % sobre las transacciones de dinero (todas las erogaciones y cobros). (Legislatura de la Provincia de Buenos Aires, 2016)

- **Impuesto sobre ingresos brutos**

  El impuesto sobre ingresos brutos es una carga provincial que depende tanto de la provincia de realización de la actividad comercial como de la industria. Las tasas van desde el 1,0 % al 5 % y se aplican sobre el total de los ingresos por la actividad. Siendo para proyectos de generación de energía a partir de biomasa en la provincia de Buenos Aires una tasa del 1 %. (Legislatura de la Provincia de Buenos Aires, 2016). Según el decreto-expediente N° 2403-926/17 de la Provincia de Buenos Aires, y en línea con la ley de fomento de generación de electricidad mediante energías renovables, se extiende una exención de pago del Impuesto a los Ingresos Brutos por 15 años a los proyectos que estén dentro del marco Renovar. Este beneficio, de ocurrir o no, tiene un efecto positivo en el VAN del proyecto base de 1 M USD.

- **Impuesto al sello**

  El Impuesto al Sello es un impuesto provincial aplicado a la realización de instrumentos notariales y privados que incorpora contratos y otras transacciones para consideraciones valiosas. En caso de las iniciativas que están enmarcadas dentro del Plan Renovar, estas se encuentran exentas del impuesto a sellos en provincia de Buenos Aires durante el período de 15 años. (Buenos Aires provincia, 2019)

- **Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta**

  Derogado en 2016 para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de Enero de 2019.

31.2. Incentivos RenovAR

Dentro de los incentivos impositivos analizados de los pliegos de RenovAR y el régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de

energía eléctrica se encuentran:

- **Devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado**

  Permite la recuperación del crédito fiscal del IVA resultante del período. La recuperación del IVA se computará directamente para la cancelación de otras deudas fiscales, y en caso de no ser suficiente, el Estado devolverá el total de crédito IVA que tuviese la empresa. La devolución anticipada podrá reclamarse luego del segundo período fiscal de iniciado el proyecto. Este beneficio, de ocurrir o no, tiene un efecto positivo en el VAN del proyecto base de 4 M USD.

- **Amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias**

  A la vida útil contable de los bienes amortizables se la reduce de manera tal que aumenta el volumen de amortizaciones presentadas en los periodos iniciales del proyecto y reduce el monto a pagar de impuesto a las ganancias en estos años, generando un impacto financiero positivo en el proyecto. Las vidas útiles aceleradas son de 3 años para bienes muebles o del 70 % de la vida útil original para bienes de infraestructura como el caso de maquinarias y obra civil.

- **Compensación de quebrantos con ganancias**

  Se extiende de 5 a 10 años el periodo de duración de quebrantos para la reducción del monto a pagar de impuesto a las ganancias.

- **Exención de derechos de importación**

  Se exime al proyecto de pagar impuestos de importación sobre las maquinarias requeridas para llevar adelante la actividad. (de Buenos Aires, 2016)

- **Excencion de impuesto al sello e impuesto a los inmuebles**

  Como se mencionó previamente, se exime al proyecto de pagar impuesto al sello e impuesto a los inmuebles durante 15 años.

CAPÍTULO 32: FINANCIAMIENTO

El presente capítulo detalla las opciones de financiamiento aplicables al proyecto, su comparativa y selección del tipo de financiamiento.

32.1. Sociedad Comercial

Para los fines de este proyecto, observando las prácticas comunes utilizadas en los Programas RenovAr pasados, se utilizará la sociedad comercial prevista llamada Sociedad Anónima. En este tipo de sociedad el capital se representa por acciones, que a su vez pueden representarse en títulos negociables, y los socios limitan su responsabilidad a la integración de las acciones que hayan suscrito. (*Ley de Sociedades Comerciales*, 2019)

Este tipo de sociedad comercial permite a los accionistas, individuos o empresa madre entre otros beneficios:

- Arriesgar solo el capital aportado sin comprometer el activo propio.
- No afectar la situación contable propia con la deuda contraída por la sociedad anónima.

32.2. Project Finance

Se entiende por *project finance* a la financiación estructurada de un proyecto de inversión basada en los flujos de caja a largo plazo generados por una sociedad constituida específicamente para este, y tomando colateralmente como garantía los activos de esta sociedad. El elemento diferenciador del *project finance* respecto a *corporate finance* es que se estructura centrado en el proyecto en vez de en el grupo empresario entero, por lo que los ingresos, que servirán para pagar la deuda, son el flujo de fondos futuros mientras que la garantía son los activos en sí (Esty, 2004). Este mecanismo de financiamiento volvió a tomar fuerza en Argentina a partir del surgimiento del Programa RenovAr y posibilitó la compleción

de numerosos proyectos renovables como se verá en Antecedentes de Préstamo Sindicado ("Project Finance, un modelo de financiamiento que madura en la Argentina", 2017).

32.3. Tipos de financiamiento

32.3.1. Préstamo Sindicado

Este tipo de préstamo es aquel en el cual el capital es aportado por un conjunto de bancos debido a la gran magnitud del préstamo o al riesgo que el proyecto implica (*Syndicated lending*, 2003). En general, pueden identificarse los siguientes roles:

- Mandated Leader Arranger (MLA): banco contactado por el prestatario encargado de fijar las condiciones (monto, tasa, estructuración) del préstamo y aportar una fracción del capital a ceder en el crédito.
- Bookrunner: entidad, puede ser el MLA o un tercero, encargado de ofrecer participación a otros bancos que quieran aportar capital al crédito a ser cedido.
- Participants: bancos contactados por el Bookrunner que deciden participar aportando capital al crédito a ser cedido bajo las condiciones establecidas por el MLA.

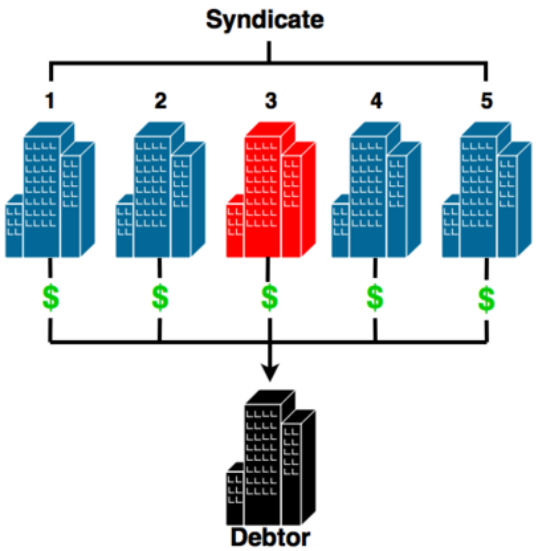


Figura 32.1: Esquema de funcionamiento del préstamo sindicado. (Energy Education Canada)

32.3.2. Antecedentes de Préstamos Sindicados en Argentina

Más allá de la investigación que permite estimar las tasas y conocer las condiciones e instrumentos de financiación ofrecidos en el mercado, es importante analizar los antecedentes

de financiación de proyectos con puntos en común. Los objetivos de esto son:

- Validar la información obtenida en la etapa de investigación con la realidad.
- Conocer las características de cada financiamiento para así identificar prácticas no observadas anteriormente.

32.3.2.1. Caso 1: Vientos de Necochea

- Locación: Necochea, Provincia de Buenos Aires.
- Programa: Renovar 1.5
- Tipo: Eólico.
- Capacidad instalada: 38 MW.
- Monto total: 62 M U$D.
- Monto Préstamo: 51 M U$D.
- Plazo de repago: 15 años.
- Detalle: prestamo en modalidad A/B. Préstamo A con un tramo garantizado, otorgado por FMO y garantizado por EKF y un tramo no garantizado, otorgado por FMO. Préstamo B otorgado por FMO y garantizado por EKF. FMO y Sumitomo Mitsui Banking Corporation (SMBC) actuaron como coordinadores de la financiación.

(Energía Estratégica, 2019b)

32.3.2.2. Caso 2: Energía eólica en Chubut

- Programa: Renovar 2.
- Tipo: Eólico.
- Capacidad instalada: 135 MW.
- Monto total: 175 M U$D.
- Monto Préstamo: 131.5 M U$D.
- Plazo de repago: 15 años.

- Detalle: préstamo otorgado por KfW (Kreditanstalt für Wiederaufbau) y garantizado por la Agencia de Crédito a la Exportación de Alemania, Euler Hermes. Al igual que en los Project Finance anteriores ejecutados por Genneia, los bancos no tendrán recurso contra el sponsor, ya que su repago estará respaldado únicamente por el flujo de fondos a generar por los proyectos.

(Energía Estratégica, 2019c)

32.3.2.3. Caso 3: Energía Solar en Cafayate

- Programa: Renovar Ronda 1.5.
- Tipo: Solar.
- Capacidad instalada: 80 MW.
- Monto Préstamo: 50 M U$D.
- Préstamo 1: 30 M U$D, CAF (Corporación Andina de Fomento). Plazo 15 años.
- Préstamo 2: 15 M U$D, Banco de Inversión y Comercio Exterior. Plazo 15 años.
- Préstamo 3: 5 M U$D, Banco Ciudad. Plazo 10 años.
- Detalle: La financiación de la construcción está siendo proporcionada por el epecista Power China, lo que neutralizaría el riesgo de construcción para los prestamistas. La seguridad en la construcción también es avalada por firmas reconocidas que participaron de esta etapa, empresas como la española Elmya, Convert, Sidersa, entre otras.

(Energía Estratégica, 2019a)

32.3.2.4. Caso 4: Biomasa en Corrientes

(Energía Estratégica, 2018a)

- Programa: Renovar 1.
- Tipo: Biomasa.
- Capacidad instalada: 18 MW.
- Emisiones de carbono evitadas: 453 mil toneladas.

- Monto total: 70 M U$D.
- Monto Prestamo: 43.5 M U$D.
- Tasa: 10 % anual en dólares.
- Plazo: 14 años.
- Período de gracia: 2 años.
- Ratio: 62 % deuda /38 % capital
- Detalle: bancos que aportan los 43.5 M CIFI de Panamá, el COFIDES de España, y los locales Itaú, BICE y Banco Ciudad. Cabe resaltar que si bien el contrato de CAMMESA con Genergiabio Corrientes es por la entrega de energía renovable proveniente de 12,5 MW, por 20 años a 110 dólares por MWh, la central contará con 18 MW.

32.3.2.5. Caso 5: Deuda tomada por la empresa de energía Genneia S.A. en 2016

Se toma el caso de la empresa Genneia S.A., y analizando la estructura de deuda para el período 2016 (Genneia, 2017) se obtiene:

- Financiamiento para adquisición de working capital con UT Finance Corporation por el 65 % del monto por 19 M USD, a una tasa nominal anual del 10 % en dólares y período de repago de 6 años.
- Financiamiento para adquisición de working capital o reestructuración de deuda con un sindicato de prestadores (ICBC, Banco Hipotecario, BACS) por aproximadamente 20 M USD, a una tasa equivalente de BADLAR + 6 % en dólares y período de repago de 3 años.

32.4. Bonos Verdes

Los bonos verdes son cualquier tipo de bono cuyos fondos se destinan exclusivamente a financiar o refinanciar, en parte o en su totalidad, proyectos verdes elegibles, ya sean nuevos y/o existentes (*Green Bond Principles*, 2018). Existen pautas redactadas por organismos internacionales y de cumplimiento voluntario que permiten determinar si un proyecto es elegible o no, y su grado de beneficio al medio ambiente, éstas permiten calificar los proyectos y mantener la transparencia del mercado de Bonos Verdes (*Green Bond Principles*, 2018). Los Green Bond Principles de la International Capital Market Association (ICMA) incluyen los siguientes tipos de proyectos:

- Energías renovables. Incluyendo producción, transmisión, dispositivos y productos.
- Eficiencia energética. Edificios nuevos y reformados, almacenamiento de energía, calefacción urbana, redes inteligentes, dispositivos y productos.
- La prevención y el control de la contaminación. Incluido el tratamiento de las aguas residuales, la reducción de las emisiones atmosféricas, el control de los gases de efecto invernadero, la descontaminación de los suelos, la prevención, reducción de residuos, el reciclaje de residuos y la transformación eficiente de residuos a energía, los productos de valor añadido provenientes de los residuos y la refabricación y el seguimiento ambiental asociado.
- Gestión sostenible de los recursos naturales y el uso de la tierra. Incluida la agricultura sostenible, la cría de animales sostenible, los aportes agrícolas inteligentes para el clima como la protección biológica de los cultivos o el riego por goteo, la pesca y la acuicultura; la actividad forestal sostenible, incluyendo la forestación o reforestación y la conservación o restauración de paisajes naturales.
- Conservación de la biodiversidad terrestre y acuática, incluyendo la protección de ambientes costeros, marinos y de cuencas. Transporte limpio, como transporte eléctrico, híbrido, público, ferroviario, no motorizado, transporte multimodal, infraestructura para vehículos de energía limpia y reducción de emisiones nocivas.
- Gestión sostenible del agua y de las aguas residuales, incluida la infraestructura sostenible para el agua potable y limpia, el tratamiento de las aguas residuales, los sistemas de drenaje urbano sostenible y la capacitación fluvial y otras formas de mitigación de las inundaciones.
- Adaptación al cambio climático, incluidos sistemas de apoyo a la información, como la observación del clima y los sistemas de alerta temprana.
- Productos adaptados a la economía ecológica y/o circular, tecnologías y procesos de producción, como el desarrollo y la introducción de productos respetuosos con el medio ambiente, con una ecoetiqueta o certificación medioambiental, y un embalaje y distribución eficientes con sus recursos.
- Edificios ecológicos que cumplan con las normas o certificaciones reconocidas regional, nacional o internacionalmente.

32.4.1. Antecedentes de Bonos Verdes en Argentina

Existe poca experiencia en Argentina con esta forma de financiación, mayormente consiste de bonos emitidos por gobiernos provinciales como se detalla a continuación.

En Febrero de 2017 el gobierno de La Rioja colocó 200 M USD, a 8 años y a una tasa del 9,75 % en dólares para el financiamiento parcial del Parque Eólico Arauco SAPEM de 300 MW de potencia instalada. A fines del mismo año colocó 100 M USD más a una tasa fija de 7,53 % a un plazo de siete años. Ambos a pagarse con los fondos generados a partir del contrato con Cammesa.

En Septiembre de 2017 el gobierno de Jujuy colocó 210 MM USD a una tasa del 8,62 % para financiar el montaje del parque solar Caucharí, de 300 MW (Energía Estratégica, 2018b).

32.5. Crédito a la exportación para compra de activos

Las agencias de crédito a la exportación (Export Credit Agency) son entidades respaldadas por el estado nacional del país donde se radica creadas para apoyar las operaciones de exportación, facilitando la financiación – a través de seguros y garantías a los financiadores – y, en algunas ocasiones, a través de préstamos directos. De esta forma, la agencia financia las actividades de la empresa fabricante de los equipos hasta el plazo en que el comprador paga. (“Export Credit Agencies”, 2018)

32.6. Prácticas comunes del negocio

El BID recomienda un SDR (social discount rate) para Argentina del 12 % (Inter-American Development Bank, 2015) que si bien es ajustable en función de la naturaleza del proyecto, sirve como guía para entender cómo los prestamistas internacionales ven al país donde se va a llevar adelante el proyecto. Esto deberá ser cercano al WACC, a calcular más adelante.

Al mismo tiempo, en el sector de energía eólica inversores estiman un interés de entre 7 % y 8 % para créditos normalmente estructurados en dos tramos donde se financia el 70 % del proyecto. Siendo la industria eólica una más desarrollada, tiene sentido pensar en una tasa que oscile alrededor del 9 % en dólares para estructuras de deuda a 15 años normalmente establecidas en dos tramos con un período de gracia que varía entre 24 y 36 meses. (GmbH, 2017)

32.7. Posibles acreedores de deuda

El crecimiento exponencial de los *bonos verdes* muestra un interés especial por parte de los inversores a nivel mundial en diferenciar los proyectos verdes y otorgarles beneficios que aumenten su viabilidad. Con esto en mente se investigaron las formas en que las empresas se

endeudan, y las instituciones y fondos más importantes del mercado que se encuentran alineados con el proyecto y fueron consultados. En todos los casos los préstamos están hechos a medida, con un fuerte análisis del tomador de deuda, la compañía madre y el proyecto en sí.

- EIB. European Investment Bank. Proponen créditos de 25 millones de euros como mínimo, y financian como máximo el 50 % de la inversión. Es combinable con otras deudas y con capital privado.
- BID. Banco Interamericano de Desarrollo, específicamente a través de BID Invest. Apuntan mayormente a un ratio de 70 % de deuda y 30 % de capital.
- Banco Mundial, específicamente a través del IFC para financiamiento y IBRD como garante se enfoca en la expansión de renovables en Argentina. Apuntan mayormente a un ratio de 70 % de deuda y 30 % de capital.
- GEF (Global Environment Facility). Fondo de inversión para proyectos sustentables. En todos los proyectos que registra en Argentina han cofinanciado con otros entes.
- CAF. Banco de Desarrollo Sostenible de América Latina, con un monto en dólares para proyectos en Argentina creciente y fuerte foco en renovables.
- TSW Capital.
- BICE. Banco público cuyo único inversor es el Estado Nacional, que financia proyectos de inversión y tiene experiencia en el financiamiento de renovables. Cumple con el esquema de apuntar a plazos de 15 años y período de gracia de 2 años.
- KfW Bankengruppe. Banco estatal alemán con amplia experiencia en ejecución de proyectos de energía en Latinoamérica y en el mundo.
- Bancos privados locales (i.e. Banco Ciudad, Banco Galicia, ICBC, HSBC, etc.).

32.7.1. Requisitos generales de acreedores de deuda

Al momento de presentar un proyecto, las instituciones exigen una serie de condiciones que aporten mayor certeza sobre el futuro del proyecto:

- Listado y antecedentes técnicos (credenciales) de los potenciales oferentes con capacidad técnica para llevar adelante las Obras Civiles que plantea el proyecto.
- Estudios técnicos acerca de la capacidad en los nodos previstos de conexión a la red.
- Estudios de Ingeniería de Detalle del Proyecto bajo análisis.

- Estudios de impacto ambiental realizado hasta la fecha.
- Permisos de obra y construcción otorgados por parte del Municipio correspondiente hasta el momento.
- Coberturas de seguros a tomar/ofrecer por el Sponsor.
- Diagrama de Gantt con los principales hitos necesarios para lograr/alcanzar la habilitación comercial consistente con las fechas a comprometer en el futuro PPA.
- Antecedentes técnicos (credenciales) de las potenciales firmas encargadas de la futura Operación y Mantenimiento (O&M) del parque.
- Certificado de inclusión en el régimen de fomento de las energías renovables y la cuantificación detallada de los beneficios solicitados.

32.8. Estructura de deuda elegida

Al momento de definir la estructura de la deuda se tomaron en cuenta tanto las operaciones de préstamo más relevantes en el sector energía en los últimos 3 años en Argentina, y las opiniones de expertos del sector bancario, de desarrollo, y de proyectos de *waste management*. Entre estos últimos, hemos comentado el proyecto y mantenido conversaciones fluidas con bancos y ejecutoras de préstamos (para más detalles, revisar Anexo AC).

Esto permitió validar los supuestos que se habían inferido al estudiar diferentes operaciones de deuda y entender en qué posición estaría el CEAMSE hoy si quisiera comenzar con este proyecto. Luego de varias iteraciones se estima que en el mercado se podrá estructurar la deuda del siguiente modo:

- Período de repago: 15 años.
- Tasa: 9 % en dólares.
- Monto: 90 M USD.
- Capital aportado: 75 M USD.
- Inversión total: 165 M USD.
- Moneda: Dólares estadounidenses.
- Permite conversión de tasa: sí, a acordar con los acreedores.
- Tipo: Préstamo sindicado.

- Acreedores target: bancos privados (i.e. Banco Galicia, Banco Ciudad, BICE, KfW).
- Auditorías: internas y externas (ex post y ex ante).
- Período de gracia: 2 años.
- Pago anual, venciendo el 31 de Diciembre de cada año o el día hábil inmediatamente anterior.
- Sistema: alemán.
- Desembolsos: anuales, en los primeros dos años solo pago de intereses.
- Garantía: provista por el CEAMSE. Activos involucrados y flujo de fondos futuros del proyecto.

Entre los efectos más importantes de la deuda se destacan el ahorro en impuesto a las ganancias (IIGG) gracias al escudo impositivo, y el ajuste por revaluación por tipo de cambio utilizando (afecta negativamente) la proyección de tipo de cambio para el flujo computado en moneda corriente nacional.

CAPÍTULO 33: ESTADOS CONTABLES

33.1. Balances proyectados

En está sección se introducen los estados contables obtenidos del análisis económico financiero. Como escenario base se toma el de las siguientes características:

- Precio de venta de electricidad de 110 USD/MWh
- Tipping fee no existente (0 USD/ton)
- Beneficios fiscales y de programa RenovAr vigentes. Factor de incentivo activado.
- Deuda de 90 M USD, sistema alemán de amortización, 9 % de interés anual, 2 años de gracia, amortizaciones durante 15 años, y dos desembolsos de dinero iguales y consecutivos.

De la proyección de los balances contables, puede observarse la variación del nivel de endeudamiento a lo largo del proyecto al financiar el 60 % de la inversión en bienes de uso mediante la deuda a largo plazo analizada. Se observa un alto nivel apalancamiento los primeros años creciendo según el cronograma de desembolsos (2 desembolsos de deuda) y cayendo a partir del año 2024 por los pagos constantes de amortización de deuda del sistema alemán cumplidos los años de gracia. Los últimos 5 años el proyecto se posee saldo de deuda nulo.

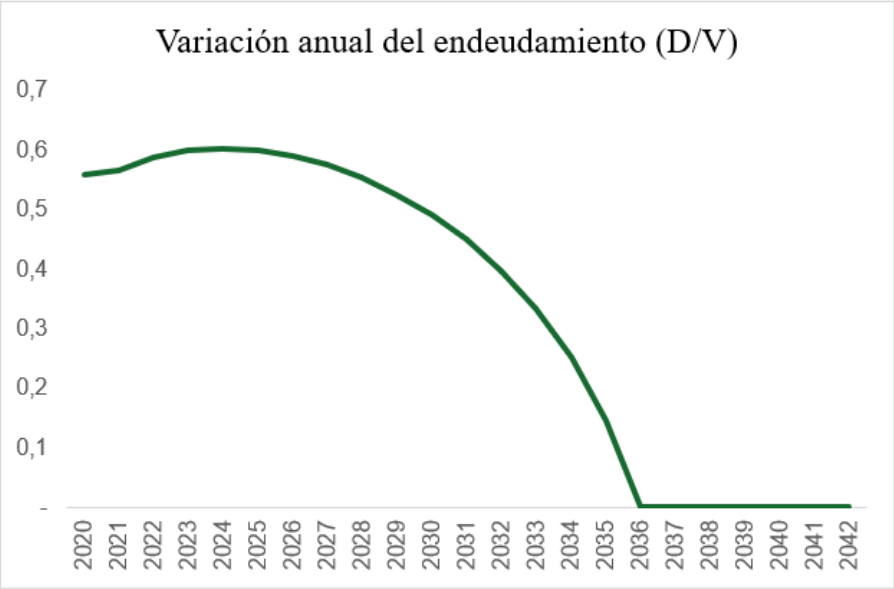


Figura 33.1: Variación anual de relación deuda equity

Es importante destacar que al momento de plantear los estados contables en moneda argentina (pesos) la componente *deudas a largo plazo* se actualiza según tipo de cambio, lo que genera la actualización del pasivo (aumento). La deuda también varía de acuerdo a la amortización del capital en dólares (moneda en la que se realiza el financiamiento). Para la correcta modelización del nivel de endeudamiento en este análisis (nivel de endeudamiento) y en el calculo de el costo ponderado de capital de la sección 35.2 se tomó, tanto el saldo remanente de deuda como los aportes del capital privado, en dólares americanos para no impactar el nivel de endeudamiento con los regímenes de actualización de estados contables con indexación en moneda extranjera.

En la siguiente imagen se muestra la evolución del balance desglosado en Activo, Pasivo y Patrimonio Neto.

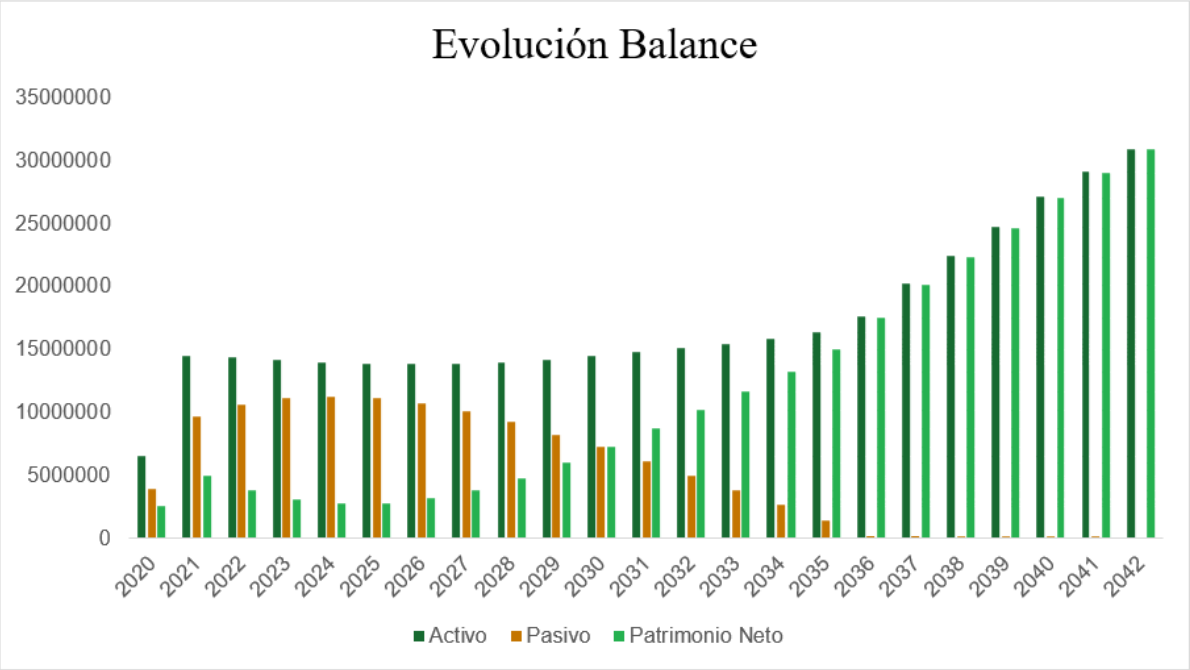


Figura 33.2: Evolución proyectada (en USD) de Activo, Pasivo y Patrimonio Neto

Puede observarse a primera vista un decaimiento del activo durante los primeros años, esto se debe principalmente debido a las amortizaciones aceleradas de activos y al pago de intereses y amortizaciones de deuda que utilizan disponibilidades en cantidades sustanciales. Luego hacia el final del proyecto se da un incremento debido a la acumulación de disponibilidades de caja. Cabe destacar que estos flujos en pesos tienen la inflación implícita.

Por otra parte, se observa un aumento importante del pasivo durante los primeros años; más allá que en los 2 primeros se toma la deuda, en los demás se puede ver el efecto de la variación del tipo de cambio, revaluación de deuda, generando un aumento neto de la deuda (neto de amortizaciones).

Por último, en los primeros años (sacando el primero y segundo en los que hay aporte de capital) se genera una disminución del Patrimonio Neto, esto se da por la utilidad negativa que se genera por la revaluación de la deuda. Este efecto se agrava por la imposibilidad de realizar un ajuste por inflación de los activos fijos (contablemente), que generaría una utilidad positiva y amortiguaría el efecto sobre el Patrimonio Neto.

33.2. Flujos de IVA

En el caso del IVA dado el beneficio de devolución anticipada por parte del pliego de RenovAr, a partir del segundo año de actividades se recupera el crédito fiscal, y en los

siguientes años el balance fiscal IVA queda nulo (en caso de tener más ingresos de IVA que egresos, se paga la diferencia al Estado, en caso contrario, se recupera por el beneficio). A continuación puede observarse el flujo neto anual esperado del proyecto para el caso si está activada la devolución anticipada del IVA y el caso de que no lo esté.

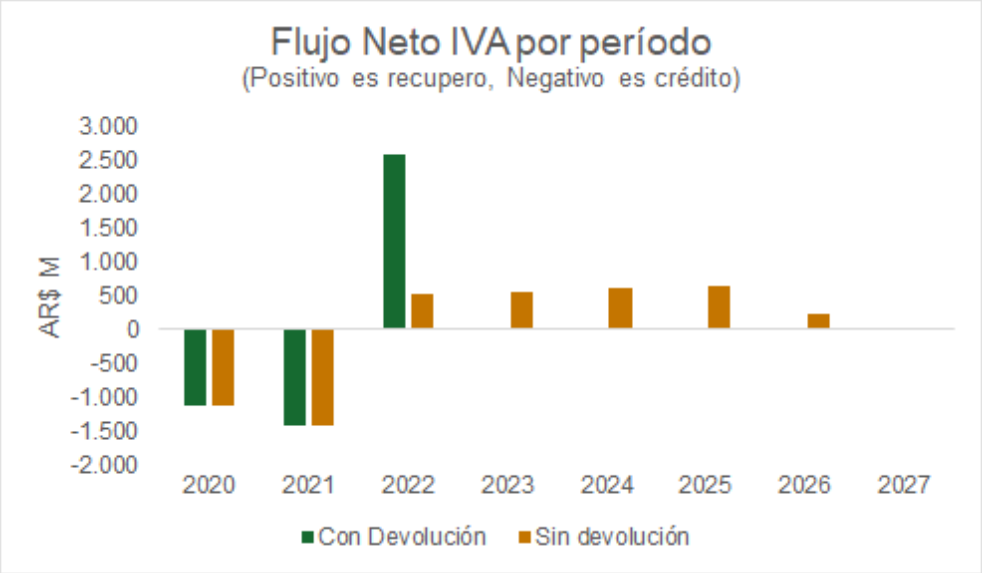


Figura 33.3: Flujos anuales de IVA con y sin devolución anticipada del IVA

CAPÍTULO 34: FLUJOS DE FONDOS DEL PROYECTO - FCFF

Los flujos de fondos, comprendidos como la diferencia entre las cobranzas y erogaciones efectivas de capital, se calcularon mediante la proyección de los estados contables nominales del proyecto. Se realizan dos diferenciaciones principales, el flujo de fondos al proyecto, que es indistinto de su tipo de financiación ya que no toma en cuenta los flujos de fondos entre el proyecto y los acreedores de deuda ya sean las amortizaciones del monto de la deuda o el pago de intereses; y el flujo de fondos al inversor que es el resultante de restar el flujo de fondos al acreedor del flujo de fondos del proyecto.

34.1. Flujo de fondos del proyecto

Al analizar las proyecciones de flujo de fondos al proyecto se pueden observar los flujos negativos iniciales producto de la inversión inicial, seguidos de los flujos positivos cuya principal variación es producto del factor de incentivo, recompra de activos con vida útil finalizada en el año 2032 y en menor medida cambios en los costos producto de las variaciones proyectadas en la composición de basura. Adicionalmente, los picos que pueden observarse de los años 2022 y 2042 son producto del efecto del desembolso de la devolución anticipada del IVA de la inversión y los fondos provenientes de la liquidación de los activos al cierre del proyecto.

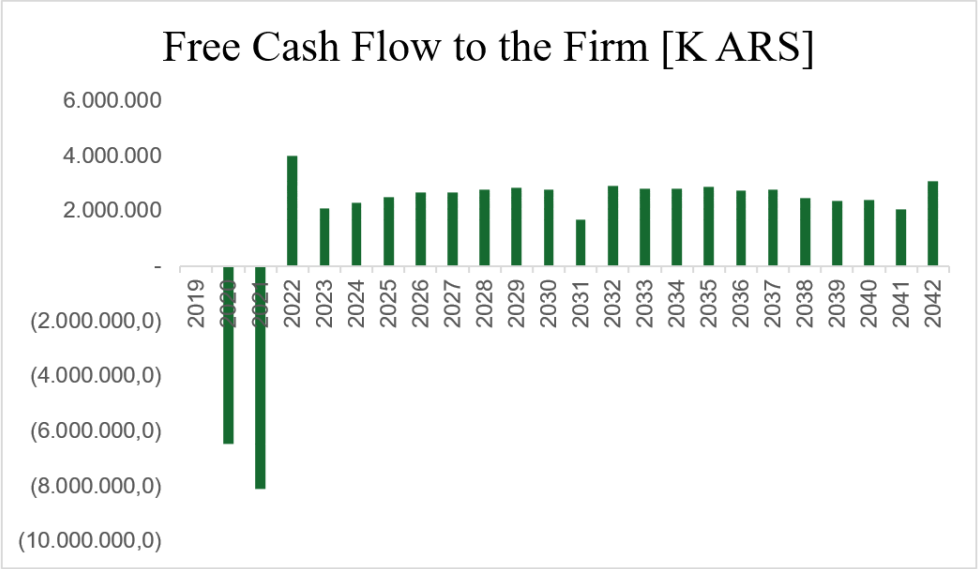


Figura 34.1: Flujos de fondos anuales al proyecto.

34.2. Flujo de fondos del inversor - FCFE

En la estructura del flujo de fondos al inversor se tienen en cuenta aportes de capital, orígenes y aplicaciones de fondos, y pago de dividendos (no analizados, deberían pagarse siempre que las disponibilidades finales sean superiores a la caja mínima necesaria). Cómo las cuentas que pertenecen al Estado de Origen y Aplicación de Fondos afectan el FCFE, el monto y estructura de la deuda afecta los flujos hasta el año de su finalización donde los flujos aumentan significativamente en el año 2036, evidenciando el apalancamiento negativo por la baja tasa interna de retorno en el caso base lo cual se profundizará en la sección 37.1 de análisis de indicadores financieros. En el año 2022 se observa un pico positivo debido a la acumulación de caja por la devolución anticipada del IVA.

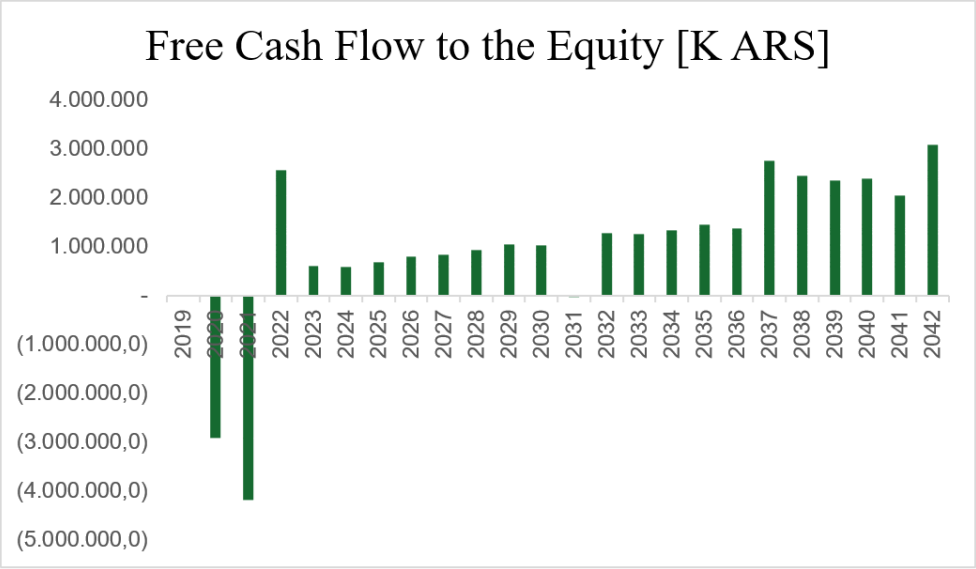


Figura 34.2: Flujos de fondos anuales al inversor.

34.3. Flujo de Fondos de la Deuda - FCFD

El flujo de la deuda consta de los movimientos asociados a obtención del préstamo, pago de intereses y amortizaciones y al efecto del escudo impositivo generado por el ahorro de pago de impuestos a las ganancias. En la figura 34.3 pueden observarse los flujos mencionados. Pueden destacarse algunos aspectos:

- Los primeros dos años se hacen desembolsos de deuda por una misma cantidad de dólares pero debido a la variación del tipo de cambio, en el segundo año es mayor en moneda argentina.
- Durante el período de gracia (2 años) hay pago de intereses.
- El escudo impositivo debería evidenciarse a partir del primer año, debido al pago de intereses, sin embargo, dada la naturaleza del proyecto, donde en los primeros dos años las utilidades antes de IG son negativas, entonces este escudo impositivo generado por la deuda no se manifiesta, si no que se corre hasta el primer año con utilidades antes de IG positivas.

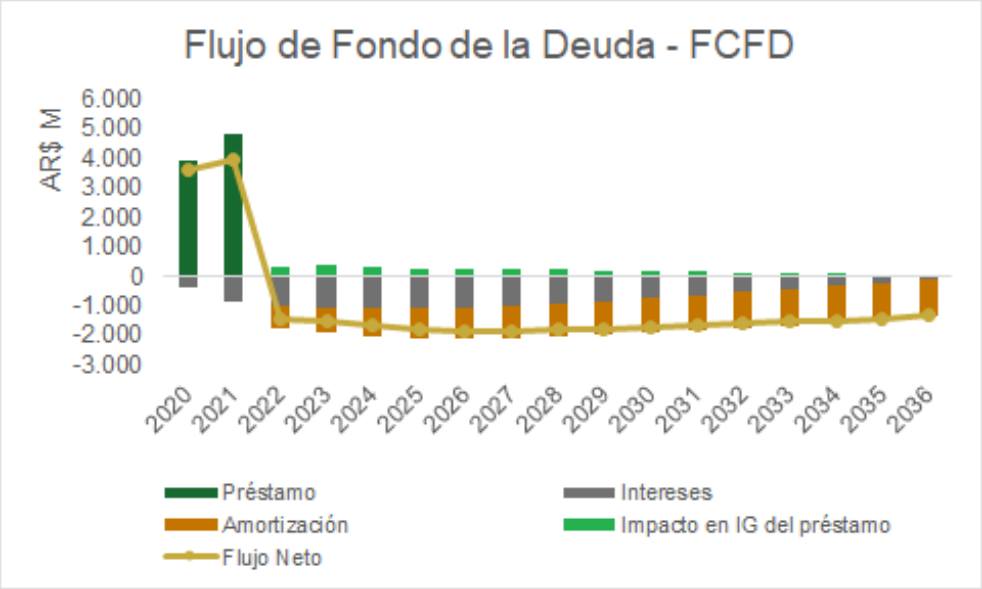


Figura 34.3: Flujos de fondos anuales de la deuda.

CAPÍTULO 35: COSTOS DE CAPITAL

A la hora de determinar la tasa de costo de capital se deben tomar en cuenta tres factores. El costo de la deuda, representado por la tasa de interés media de todos los compromisos de deuda; el retorno esperado del inversor, que dependerá del nivel de riesgo de la industria en la que se desenvuelve el proyecto; y el nivel de apalancamiento. En este capítulo se tomarán los resultados obtenidos del análisis de posibilidades de financiamiento del capítulo 32, poniéndolos en conjunto con los resultados de la modelización del retorno esperado del inversor y el grado de apalancamiento del proyecto año a año proveniente de la proyección de los balances contables del proyecto.

35.1. Retorno esperado del inversor

Para determinar el retorno esperado del inversor deben modelarse las expectativas de retorno respecto al nivel de riesgo sistemático que presenta la inversión en el proyecto o uno de un nivel de riesgo equivalente. Teniendo en cuenta que cuanto más riesgoso es un proyecto, dadas principalmente las condiciones de la industria y el país en el cual se desenvuelve, mayor será el retorno buscado por el inversor a la hora de elegir invertir en este proyecto en vez de en otras oportunidades de inversión.

35.1.1. Aplicación de Capital Asset Pricing Model

El modelo CAPM (Capital Asset Pricing Model) es un modelo derivado de los supuestos de la teoría microeconómica que permite proyectar el retorno esperado del inversor a partir de información de mercado disponible en mercados de capitales ampliamente desarrollados y que cuenta con adaptaciones disponibles para su aplicación en mercados emergentes mediante la adición de una tasa de riesgo político. Siendo la estructura completa del modelo:

$$K_e = \beta_e(r_m - r_{rf}) + r_{rf} + r_{rpa} \tag{35.1}$$

K_e : Retorno esperado del inversor (apalancado o no)

β_e : Multiplicador de prima de riesgo de la industria (apalancado o no)

r_m : Retorno del mercado

r_{rf} : Tasa libre de riesgo

r_{rpa} : Tasa de riesgo político asociado

En el caso del coeficiente β_e este varía con el nivel de apalancamiento haciendo variar el retorno esperado del inversor ya que a mayores niveles de apalancamiento hay mayor exposición al riesgo y por lo consecuente mayor retorno esperado siguiendo la fórmula:

$$\beta_l = \beta_u(1 + (1 - t)\frac{D}{E}) \tag{35.2}$$

β_l : Multiplicador de prima de riesgo apalancado

β_u : Multiplicador de prima de riesgo desapalancado

t : Tasa de impuesto a las ganancias

D : Valor de la deuda

E : Valor del capital aportado

Los distintos coeficientes para el modelo se tomaron usando como referencia datos del mercado de EEUU, con excepción de la tasa de impuesto a las ganancias del 25 % y la tasa de riesgo político asociado que deben ser propios del mercado donde se desarrolla el proyecto para trasladar los resultados al mercado local. Para el β_u de valor 0,48 se utilizó como referencia el documentado por empresas del rubro de WTE de los EEUU (Infront Analytics, 2019). Mientras que para el retorno del mercado y la tasa libre de riesgo se recurrió a la base de datos de Damodaran (Damodaran, 2019a). Para el retorno del mercado se calculo la media de los últimos 20 años del S&P500 resultando en 8,09 % y para la tasa libre de riesgo se tomó como referencia la tasa del bono soberano cuyo plazo es más coincidente con los plazos de inversión del proyecto que es el de 30 años con una tasa de 2 %.

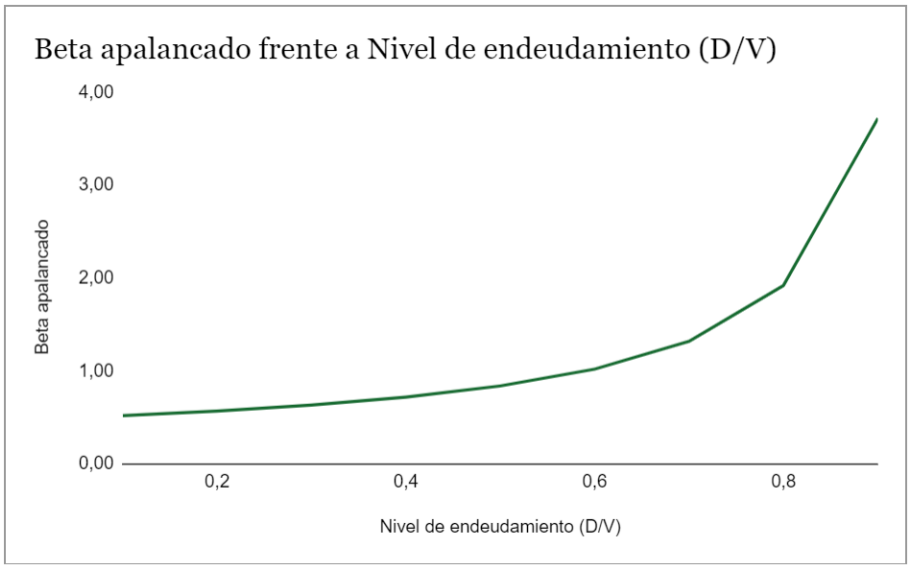


Figura 35.1: Gráfico β_l vs nivel de endeudamiento (D/V)

35.1.2. Riesgo político asociado al proyecto

Existen distintas metodologías para determinar la tasa de riesgo político mediante la cual se trasladan los cálculos del CAPM con coeficientes basados en el mercado de EEUU al mercado Argentino. El objetivo es incrementar el retorno esperado del inversor adicionando una tasa que represente los riesgos de convertibilidad, transferibilidad y expropiación del proyecto. Tradicionalmente se utiliza el índice de riesgo país del EMBI+ con este objetivo dado que estos riesgos se los relaciona a la probabilidad de no pago de deuda en un país. Segun el modelo de retorno esperado de Salomon-Smith-Barney para evitar un sobredimensionamiento del riesgo político del proyecto se debe ponderar los riesgos de convertibilidad, transferibilidad y expropiación mediante distintos factores acotados entre 1 y 10 que representen la exposición del proyecto a estos riesgos para afectar una tasa de riesgo país desajustada.(Bonisile Mtsweni (Wits Business School), 2015)

$$r_{rpa} = r_{rpd}\frac{g_1 + g_2 + g_3}{30} \tag{35.3}$$

r_{rpa} : Tasa de riesgo político asociado

r_{rpd} : Tasa de riesgo político desajustado

g_1 : Acceso al mercado de capitales

g_2 : Susceptibilidad de la inversión por riesgo político

g_3 : Relevancia de la inversión

Para la tasa de riesgo político desajustada se tomó la prima de riesgo país implícita de la calificación actualizada de los bonos argentinos según el rating de Moody actual Caa2 utilizando la herramienta de calculo de Aswath Damodaran que dio un valor de 14,7 % (Damodaran, 2019b). Esta prima de riesgo país desajustada es además cercana al valor medio del EMBI+ antes y después del cambio repentino en las expectativas del escenario político Argentino reciente en el cual este indice vario de 800 a 2500 puntos en un mes, por lo que refleja el cambio en las expectativas de rendimientos de los inversores sin tomar por completo el efecto que la alta volatilidad actual tuvo en el mercado argentino de bonos.

Por otro lado, para las constantes de ajuste de riesgo político se les asignó un valor de riesgo medio (4) al acceso al mercado de capitales, dado que este se encuentra disponible pero con distintas restricciones para la transferencia de resultados internacionales. Un valor de riesgo medio-alto (7) a la suceptibilidad de la inversion, dado que al ser pertenecientes al rubro eléctrico, tener contrato con el estado y ser ambientalmente susceptibles tenemos riesgo considerable de expropiación.

Finalmente, se asignó un valor de riesgo alto (9) a la relevancia de la inversión, dado a que el proyecto es sumamente capital intensivo y se lo plantea como una sociedad comercial de proyecto único.

Con estos factores se puede observar los valores y comportamiento del retorno esperado del inversor según el nivel de endeudamiento.

Variable	Valor
Beta desapalancado	0,48
Risk free EEUU	2%
Retorno mercado EEUU	8,09%
Riesgo político desajustado	14,7%
Acceso al MC	4
Suceptibilidad inversión	7
Importancia inversión	9
Riesgo país ajustado	9,80%
Retorno desapalancado inversor	14,72%

Tabla 35.1: Factores y resultado del CAPM desapalancado

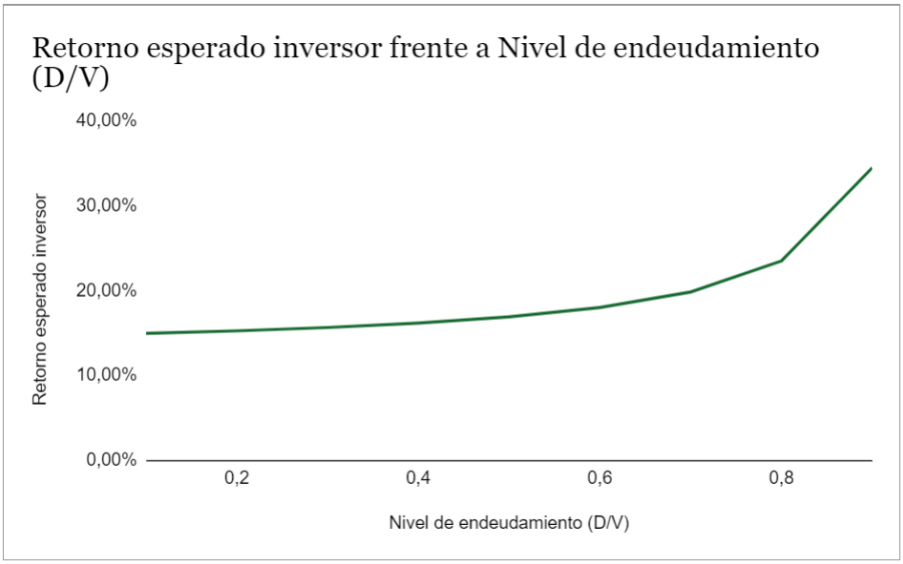


Figura 35.2: Gráfico retorno esperado del inversor vs nivel de endeudamiento (D/V)

35.2. Estructura y proyección del WACC

La tasa de descuento del proyecto se encuentra representada por el costo ponderado de capital, el cual se calcula ponderando por el peso dentro de la estructura de capital de las obligaciones de pago y sus intereses junto con el retorno esperado por parte de los inversores.

$$WACC = \frac{D}{V}(1-\alpha)K_d + \frac{E}{V}K_l \tag{35.4}$$

$WACC$	: Costo ponderado de capital
$(1-\alpha)$	: Escudo impositivo de impuesto a las ganancias
k_d	: Costo promedio de deuda
K_l	:Retorno esperado apalancado del inversor
D	: Valor de la deuda
V	: Valor del capital aportado + valor de la deuda
E	: Valor del capital aportado

En el caso del costo de la deuda se utiliza el interés de 9 % proveniente del análisis de financiamiento del capitulo 32 y el retorno esperado del inversor, el cual varia anualmente por la variación en la estructura de capital, es el calculado en la sección 35.1. Resultando en una WACC máxima de 14,72 % en el caso en el cual el proyecto se financia 100 % con capital privado y mínima de 10,7 % en el momento en el cual se toma la deuda y el nivel inicial de endeudamiento es del 70 %.

Nivel de endeudamiento (D/V)	Beta apalancado	Retorno esperado inversor	Costo de deuda	WACC
0,1	0,52	14,97%	9,00%	14,15%
0,2	0,57	15,27%	9,00%	13,57%
0,3	0,63	15,66%	9,00%	12,99%
0,4	0,72	16,18%	9,00%	12,41%
0,5	0,84	16,92%	9,00%	11,83%
0,6	1,02	18,01%	9,00%	11,25%
0,7	1,32	19,84%	9,00%	10,68%
0,8	1,92	23,49%	9,00%	10,10%
0,9	3,72	34,45%	9,00%	9,52%

Tabla 35.2: Resultados de calculo de WACC

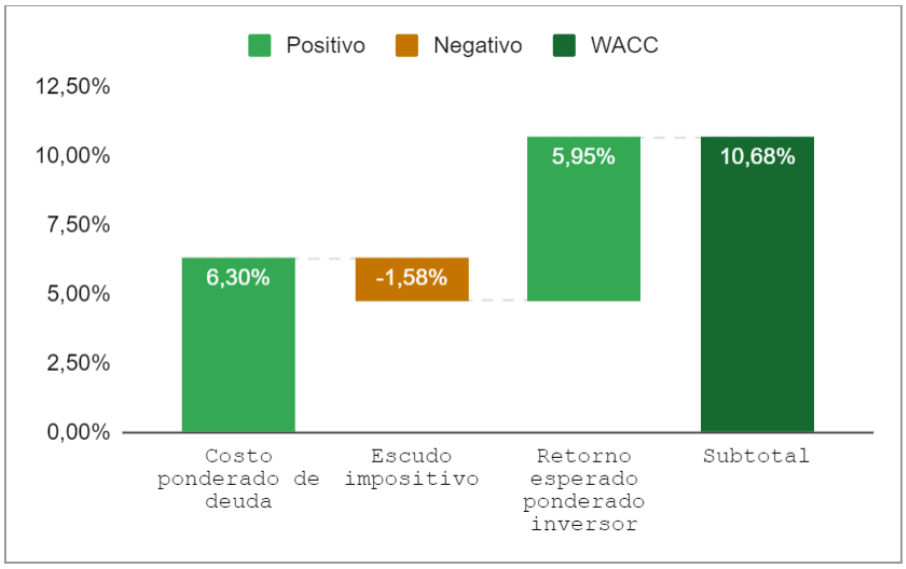


Figura 35.3: Composicion de la WACC para nivel de endeudamiento del 70 %

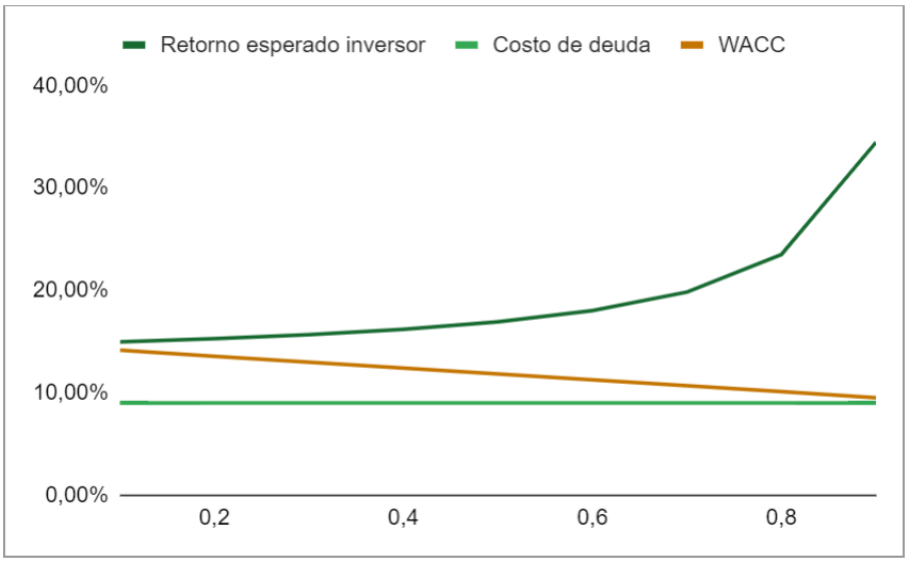


Figura 35.4: Grafico de WACC y retorno esperado del inversor vs nivel de endeudamiento

De los tres gráficos mostradaos previamente pueden llegarse a fuertes concluciones. Por un lado, la conclusión más relevante es que no importa el nivel de endeudamiento, la WACC siempre será menor a mayor endeudamiento. Esto es así debido a el hecho de que la tasa a la cual se ofrece el endeudamiento es constante y no varía según el grado de deuda sobre valor. Otra de los aspectos a remarcar es la disminución que genera el escudo impositivo sobre la WACC, en el caso de D/V=70 %, la caída es de aproximadamente 1,6 puntos porcentuales.

Por último, pueden verse en la tabla 35.3 que el retorno esperado por el inversor aumenta considerablemente al aumentar el nivel de endeudamiento, quedando explícito el efecto del riesgo.

CAPÍTULO 36: PERFIL DEL INVERSOR Y FINANCISTA

El proyecto será viable siempre y cuando el esquema elegido para financiarlo lo permita. En los capítulos anteriores y en el modelo de proyección de estados contables se analizan en profundidad el aspecto económico del proyecto y las características de la deuda, en tanto que en este apartado se estudian los puntos más críticos que los inversores y las entidades financieras deben tener en su perfil a la hora de comprometerse con el proyecto.

36.1. Perfil del inversor

Se estima que puede haber uno o más inversores involucrados en el proyecto. Sin embargo, hay características comunes que es necesario establecer:

- Visión de largo plazo. El horizonte temporal del proyecto es de 15 años y se espera que el inversor comience a ver resultados sustancialmente positivos hacia el año 10, por lo que debe estar dispuesto a arriesgar su capital al menos durante ese tiempo.
- Perfil de riesgo medio. Si bien el proyecto está diseñado de manera tal que la mayor parte de los riesgos se mitiguen, el contrato es con el Estado Nacional y como se estudia en el apartado de construcción de WACC, el riesgo político es considerable (alrededor del 14 %) y significativamente mayor que las opciones de riesgo bajo como los bonos del tesoro de USA.
- Experiencia en alguna industria relacionada con la cadena de valor de este proyecto. Este punto es importante tanto por los contactos que el inversor pueda aportar, el *know how del negocio* y la disminución de riesgo percibida por parte de los financistas que su presencia genera.
- Solidez financiera. Se espera que el proyecto no corra peligro por la falta de capacidad de inversión en los plazos establecidos a lo largo del proyecto.
- Experiencia en proyectos de magnitud similar o mayor. Esto da una muestra acerca de la visión de negocios, estratégica, de acción y la capacidad de anticipo que pueden ser claves al llevar adelante estas iniciativas.

En el presente proyecto en particular se asume que el principal inversor sea el CEAMSE, lo cuál reduce la percepción de riesgo tanto en el apartado de suministro de basura y aporta un historial crediticio internacional interesante que sirve a la hora de ir a buscar financiamiento.

36.2. Perfil del financista

Evaluados los posibles acreedores de deuda (para más detalles en el procedimiento referirse a la sección 32.7) se llevaron adelante conversaciones con referentes de cada una de las instituciones para comprender cuáles son los requisitos y qué aspectos son los que se estudian en mayor profundidad. El financista tiene experiencia en proyectos de gran envergadura, con participación o interacción pública/privada y mayormente en el sector de energía o *waste management*. Al igual que en el caso del inversor el riesgo es medio, mayormente por la volatilidad que probablemente exista en el período de ejecución del proyecto. Sin embargo, en caso de quebrar, los acreedores de deuda cobran antes que los inversores lo cuál los expone menos. De todas maneras, los puntos que el potencial financista evaluará de manera más exhaustiva son:

- Perfil del inversor. Quienes están detrás del *equity* representan los que *respaldan* del proyecto. Todos los items de la sección anterior son evaluados para asegurar que el ajuste inversor-proyecto es óptimo.
- Variación de cantidad a vender por el proyecto. Es importante entender el papel del riesgo a la hora de alocar la producción del proyecto. En el caso se proyecta una demanda energética creciente y escasez energética inclusive al día de hoy.
- Variación del precio del producto o servicio a brindar en dólares. Gracias al contrato con el Estado a través de RenovAr el precio en dólares se mantiene constante una vez que se firma el contrato, modificándose solo para seguir la curva de incentivos (que puede ser tenida en cuenta desde el inicio del proyecto).
- Riesgo de proveedores. En este caso deben tenerse en cuenta tanto los insumos como los suministros principales, ponderando a cada uno por la facilidad de ser reemplazado. El punto más crítico en el presente proyecto es el suministro de basura, que estará prácticamente garantizado gracias a que el proyecto se llevará adelante desde el CEAMSE.
- Garantía. En este punto se abren dos caminos grandes: el préstamo hacia una institución 100 % pública, o hacia alguna sociedad mixta o inclusive completamente privada. Cualquier banco o fondo que participe financiando el proyecto espera obtener un rendimiento positivo de la financiación y entonces quién sea garante es en última

instancia el encargado de devolver el dinero, los intereses y las multas que correspondan. En el caso de los préstamos a entes completamente públicos se toma una perspectiva un poco más larga y se apunta a organismos internacionales (por ejemplo, Banco Mundial o BID) en tanto que en el caso de los privados se toma como garantía en la mayor parte de los casos el flujo de fondos futuros del proyecto.

- Modelo comprobado *in situ*. La validación del modelo de negocios en el contexto en el que se espera que este opere disminuye el riesgo sistemático gracias otra vez al aprendizaje y creación de los canales que facilitan la escala del negocio. Es por esto que la capacidad de escalar o plantear en módulos son valoradas derivando en una menor tasa de interés.

CAPÍTULO 37: INDICADORES FINANCIEROS

La presente sección tiene como objetivo introducir los diferentes indicadores financieros que serán herramientas que ayudarán en la toma de decisión. Los diferentes indicadores muestran distintos aspectos clave que son necesarios conocer para luego tener mejor información a la hora de tomar la decisión de llevar a cabo el proyecto.

37.1. Tasas de retorno

- **Tasa Interna de Retorno**

  La tasa interna de retorno o TIR es un indicador del rendimiento financiero del flujo de fondos del proyecto asumiendo reinversion de los flujos positivos al valor de la TIR. Permite tener una idea de la rentabilidad del proyecto. Se usa tanto para saber si es conveniente tomar deuda, dado que una tasa de interés real (descontando escudo impositivo) inferior a la TIR significa un apalancamiento positivo, como para saber a partir de que valor de costo de capital genera un flujo de fondos nulo. En el caso de este proyecto, para el escenario base mencionado, la TIR es del 7,77 % presentando un apalancamiento negativo con el financiamiento analizado.

  El motivo por el cual se continuó el análisis de los indicadores financieros manteniendo el nivel de endeudamiento incluso con palanca negativa para el caso base, es dado a que el análisis de sensibilidad de los indicadores respecto del precio de licitación y/o tipping fee es más significativo con la estructura de deuda correcta para el proyecto.

  Por otro lado, para el caso baso con el ingreso por tipping fee de 20 USD/Ton RSU la TIR es de 11,66 %, significativamente superior y con apalancamiento positivo.

- **Rentabilidad del capital propio**

  La tasa de Rentabilidad del capital propio (o TOR) representa la tasa a la cual el flujo de fondos descontado al inversor se anula. Es mayor a la TIR en los contextos donde el proyecto se financia con deuda a una tasa de interés (descontando el escudo impositivo) inferior a la TIR. Se puede utilizar tanto para observar el efecto de la toma de deuda sobre el proyecto y para analizar si el proyecto les rinde a los inversores por encima de

su retorno apalancado esperado. Siendo esta de 7,44 % en el caso base, se puede observar que el financiamiento redujo el retorno del capital propio en casi 0,3 puntos porcentuales. Para el escenario con tipping fee, la TOR es del 14,48 % incrementando la TIR en aproximadamente 3 puntos porcentuales.

A continuación se muestra un gráfico de la variación de los retornos en función del precio licitado de la electricidad. En este puede observarse que al precio base (110 USD/MWh), está en los valores aludidos. A medida que aumenta el precio de venta, puede observarse que tanto la TIR como la TOR aumentan hasta el punto en donde ambas son iguales. En este punto, es igualmente conveniente financiarse como aportar todo el capital desde los inversores. A la derecha de este punto, la rentabilidad del capital propio es mayor que la TIR, indicando que la financiación genera un efecto palanca positivo. El punto de igualdad se ubica en torno a los 115 USD/MWh

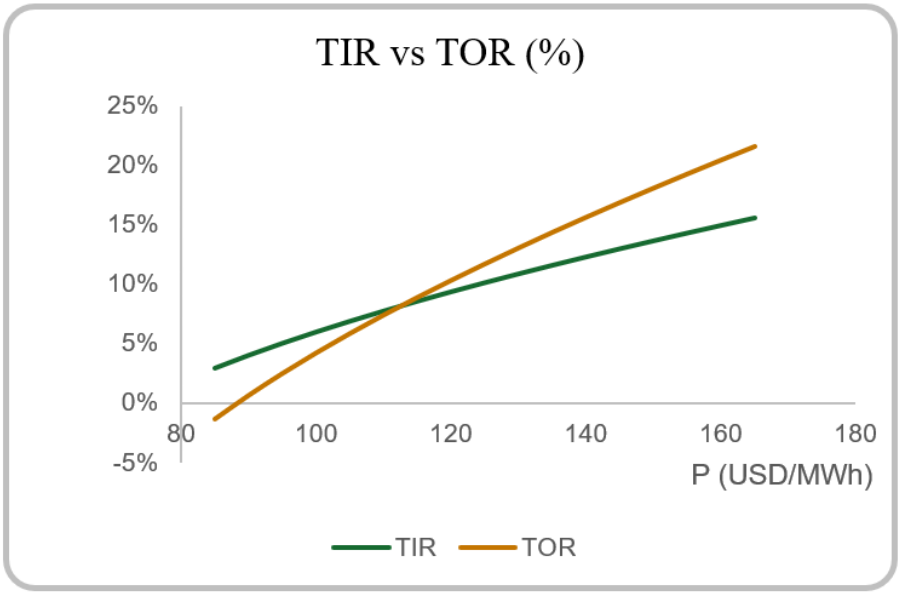


Figura 37.1: TIR y TOR vs precio de licitación de energía.

Por otra parte, puede analizarse un escenario en el cual existiese el pago de la tarifa por procesamiento de residuos. Para analizar dicho caso, se tomará que el precio de licitación es fijo en 110 USD/MWh. En el siguiente gráfico puede observarse la variación de la TIR y TOR en función del tipping fee, concluyendo que con un valor de alrededor de 5 USD/ton ambos serían iguales (tipping fee dentro de los márgenes aceptables para negociar con CEAMSE, según se analizó en el Estudio de Mercado)

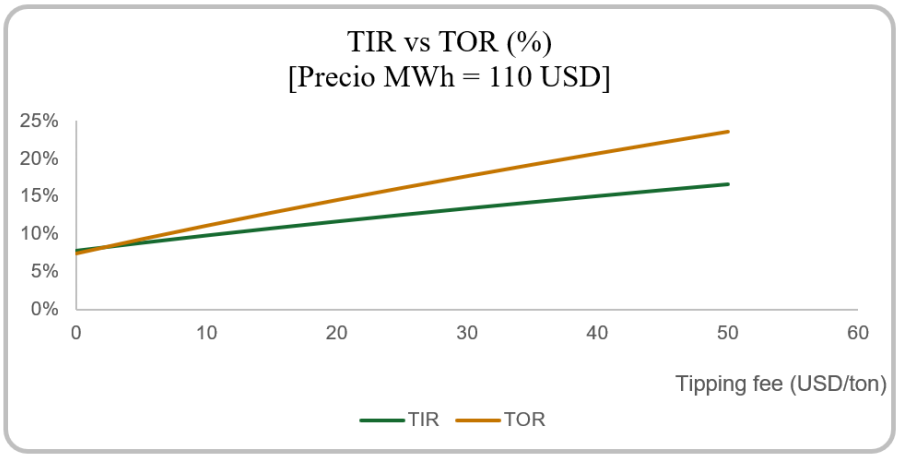


Figura 37.2: TIR y TOR vs precio de tipping fee.

37.2. Indicadores de generación de valor

- **Valor actual neto y retorno sobre la inversión de capital**

  El valor actual neto es un indicador del valor monetario de los Flujos de Fondos del proyecto traídos al día de hoy al descontarlos con la tasa de costo ponderado de capital (WACC). Para este proyecto dado a que la estructura de capital del proyecto varia anualmente, la WACC no es constante por lo que debe descontarse los flujos a la tasa compuesta hasta el año de inicio.

$$VAN = \sum_{i=0}^{n} \frac{FCFF_I}{\prod_{k=0}^{i}(1 + WACC_k)} \tag{37.1}$$

  Por otro lado el ROE descontado o retorno a valores actuales sobre el capital aportado es un indicador del valor actual de los flujos al inversor de capital, descontados a la tasa de retorno esperado apalancada del inversor, normalizado por el monto total de su aporte de capital. Con este indicador se busca ver el valor del proyecto para los inversores manteniendo la perspectiva del volumen de inversión que fue necesario.

$$ROE_{descontado} = \frac{\sum_{i=0}^{n} \frac{FCFE_I}{\prod_{k=0}^{i}(1+Klevered_k)}}{CapitalAportado} \tag{37.2}$$

  En el caso de este proyecto dado, para el escenario base, ambos indicadores son negativos, con un VAN de -32,118 M USD y un ROE descontado de -20,22 %, se puede concluir que a este valor de licitación (y sin tipping fee) el proyecto ofrece una oportunidad de inversión negativa. Además se puede ver en la figura 37.3 que el precio de licitación que anula estos indicadores es 132 USD/MWh por lo que debe negociarse un valor igual o superior a este sin tomar en cuenta los efectos de las variables de riesgo.

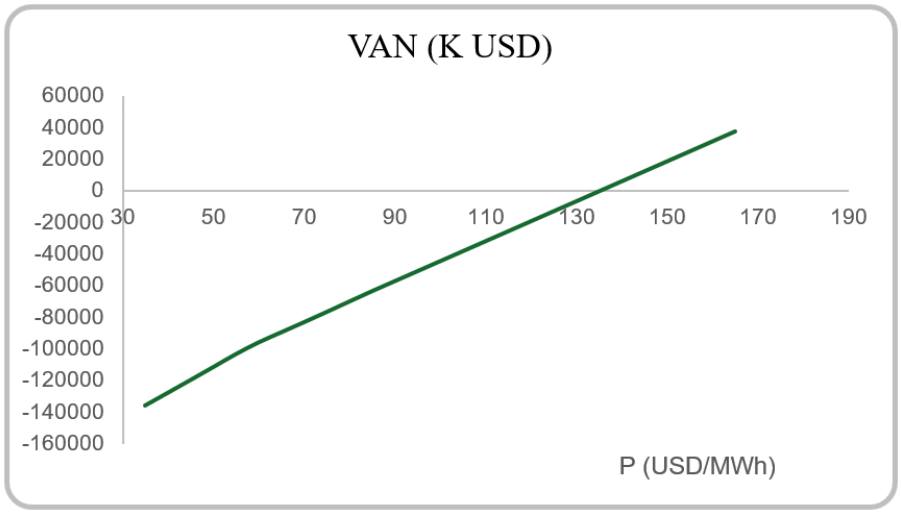


Figura 37.3: VAN descontado vs precio de licitación de energía.

Haciendo una similitud con la sección anterior, se trazó el gráfico del VAN teniendo en cuenta un posible pago de tipping fee, dejando fijo el valor de licitación en 110 USD/MWh. En la figura 37.4 puede verse que para un precio de alrededor de los 20 USD/ton el VAN del proyecto se hace 0. Un aspecto positivo de este resultado es que hoy en día, el CEAMSE paga cerca de 40 USD/ton a la planta de separación de residuos, sin que esta genere una reducción significativa de los residuos.

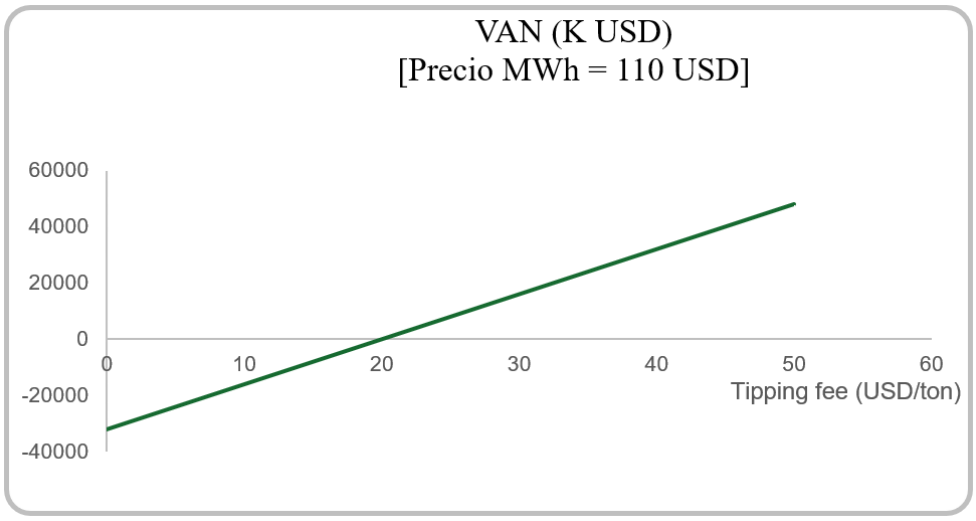


Figura 37.4: VAN descontado vs precio de tipping fee, precio por MWh vendido fijo.

Para el escenario con tipping fee de 20 USD/Ton RSU se puede ver la mejora de estos indicadores significativamente. Contando con un VAN de -118.000 USD (32 M USD superior y prácticamente nulo para la magnitud de valores analizados en este proyecto), por lo que el precio mínimo de licitación es igual al base (110 USD/MWh).

- **Valor económico añadido**

El valor económico añadido o EVA según sus siglas en ingles es un indicador de creación de valor de mercado que puede calcularse anualmente, en términos simplificados calcula la diferencia entre los ingresos generados por la compañía y los retornos que hubiera generado el capital operativo invertido a la tasa de costo de capital promedio.

$$EVA_i = EBITDA_i(1-\alpha) - TOC_i WACC_i \tag{37.3}$$

Al observar la figura 37.5 puede observarse que para el caso analizado el proyecto destruye valor económico para todos los años salvo los primeros 9 años de venta de energía que cuentan con rentabilidad máxima y alto nivel de apalancamiento, que como se pudo ver en la sección 35.2 reduce la tasa WACC.

Figura 37.5: Valor económico añadido anual.

- **Relación costo-beneficio (R)**

  La relación costo-beneficio (R), conocida también como índice neto de rentabilidad, es un cociente que se obtiene al dividir el Valor Actual de los Ingresos totales netos o beneficios netos entre el Valor Actual de los Costos de inversión o costos totales del proyecto. Si está relación es mayor a la unidad, el proyecto será rentable. Este indicador guarda una relación directa con el VAN del proyecto. En caso de VAN negativo, el R debería ser menor a la unidad.

  Se estudió el caso base mencionado en una sección previa, y se calculó el valor de esta relación, siendo el valor hallado de 96 %, siendo congruente con el valor obtenido del VAN (menor a 1).

37.3. Indicadores de operación

- **Periodo de repago**

  El periodo de repago en sus dos formas, período de repago y periodo de repago descontado es una herramienta útil para analizar la relación de generación de caja de la operación del proyecto con los requerimientos de salida. Lo que indica es en cuántos años vuelve al proyecto la cantidad de fondos que debieron ser erogados. En el caso de este proyecto el período de repago para el caso base es de 11 años y dado a que el valor actual del proyecto es negativo nunca llega a repagar los flujos descontados.

- **Costo nivelado de electricidad**

  El LCOE (Levelized Cost Of Electricity) es un indicador que permite de manera estandarizada comparar los costos de producción de energía eléctrica a través de diferentes tecnologías. Tomando en cuenta tanto costos operativos como de inversión y la tasa de descuento. El cálculo consiste en dividir la suma descontada de los costos del proyecto por la producción descontada de energía eléctrica.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{(I_t + M_t + F_t)}{(1+WACC)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+WACC)^t}} \tag{37.4}$$

I_t	: Inversiones del año t
M_t	: Gastos operativos y de mantenimiento del año t
F_t	: Gastos de combustible del año t
E_t	: Energía eléctrica generada del año t
n	: Tiempo de vida del proyecto
$WACC$	: Costo ponderado de capital

  Es importante destacar que no representa el precio real de punto de break-even del proyecto ya que el LCOE es independiente del país de actividad ya que, no toma en cuenta los impuestos y en este caso en particular tampoco toma en cuenta otras variables como el factor de incentivo, la inflación o variación del tipo de cambio (que afectan niveles de deuda en moneda extranjera entre otras cosas).

  El resultado del LCOE para el proyecto es de 116 USD/MWh, lo que lo ubica dentro del benchmark mundial para WTE en el rango de 70-120 USD/MWh, mostrando que el proyecto tiene un costo de inversión y operación dentro del estándar de la industria incluso con tipping fee nulo (cuando la norma de la industria es pagar este valor) .

- **Precio mínimo de licitación**

Como se pudo ver al analizar el VAN en la figura 37.3, el precio mínimo de licitación es aquel que para las variables de operación definidas anula el VAN. Siendo en este caso de 132 USD/MWh, el cual como fue anticipado es mayor al LCOE por tener en cuenta todos los factores particulares e impositivos del proyecto.

CAPÍTULO 38: IMPACTO AMPLIACIONES

A raíz de las posibilidades de ampliación de planta descriptas en el Capítulo 26 durante el estudio de ingeniería, se procederá a realizar el análisis de su impacto financiero sobre el proyecto base. Para el calculo de los indicadores financieros es importante destacar que deben tomarse en cuenta como la suma de proyecto base más la ampliación, debido a que, para descontar los flujos es necesario el calculo de la WACC y será variable según el nivel de endeudamiento total (teniendo en cuenta base y ampliaciones)

38.1. Ampliación de 1,6 MW, 10 MW y 20 MW

La ampliación de 1,6 ,W consiste en un ciclo Rankine ORC (ciclopentano) instalado al final del proceso, tiene como fin aprovechar los calores secundarios liberados y permite una obtención de 1,6 MW adicionales. Requiere una inversión inicial de 5 M USD, posee un OPEX de 217.600 USD y se plantea comenzar su construcción en 2023 con condiciones de financiamiento similares pero no iguales a las del proyecto base, esto quiere decir, financiamiento a 15 años, tasa del 9 % en USD, y, a diferencia del proyecto base, un año de período de gracia, comenzando a operar en 2024. A continuación encontramos la comparación entre el proyecto base y esta ampliación para los distintos indicadores financieros de interés:

Indicador	Base	Base + 1,6 MW
TIR	7,77%	8,18%
TOR	7,44%	8,19%
Discounted ROI	-27,26%	-24,23%
Discounted ROE	-20,22%	-17,12%
VAN del Proyecto [K USD]	-32118	-29859
VAN del Inversor [KUSD]	-19594	-16916
R	96%	97%

Tabla 38.1: Tasas de Retorno y Generación de Valor para Proyecto Base y Base+1,6 MW en miles de USD.

Las ampliaciones de 10 MW y 20 MW consisten en la instalación de lineas completas idénticas a la del proyecto base pero de menor escala obteniéndose así una generación

adicional proporcional. Tanto en el análisis a realizar como en la modelización adjunta, no se contempla la construcción de ambas ampliaciones en simultaneo sino la instalación de una de ellas. En primer lugar, la ampliación de 10 MW Requiere una toma de deuda de 60 M USD y se plantea comenzar su construcción en 2026 con condiciones de financiamiento similares pero no iguales a las del proyecto base, esto quiere decir, financiamiento a 15 años, tasa del 9 % en USD, y dos años de período de gracia, comenzando a operar en 2026.

En segundo lugar, la ampliación de 20 MW. Requiere una toma de deuda inicial de 80 M USD y se plantea comenzar su construcción en 2026 con condiciones de financiamiento similares pero no iguales a las del proyecto base, esto quiere decir, financiamiento a 15 años, tasa del 9 % en USD, y dos años de período de gracia, comenzando a operar en 2026. A continuación encontramos la comparación entre el proyecto base y ambas ampliaciones n para los distintos indicadores financieros de interés:

Indicador	Base	Base + 10 MW	Base + 20 MW
TIR	7,77%	7,82%	7,88%
TOR	7,44%	7,51%	7,58%
Discounted ROI	-27,26%	-22,65%	-21,52%
Discounted ROE	-20,22%	-18,53%	-17,76%
VAN del Proyecto [K USD]	-32118	-41265	-45552
VAN del Inversor [KUSD]	-19594	-21634	-25605
R	96%	94%	93%

Tabla 38.2: Tasas de Retorno y Generación de Valor para Proyecto Base, Base+10 MW y Base+20 MW en miles de USD.

Como puede observarse, en el caso del agregado del ciclo Rankine ORC (ciclopentano) mejoran la TIR y VAN del proyecto de manera significativa, dsitinto en las ampliaciones de 10 MW y 20 MW. Para la ampliación de 1,6 MW sin embargo puede verse que tanto el VAN como la TIR siguen siendo el primero negativo y el segundo practicamente igual que la tasa de interés real del endeudamiento (dado que TIR y TOR son muy similares) por lo que el apalancamiento es neutro.

Este análisis de las ampliaciones se realizó sobre un proyecto base con VAN negativo por lo que el resultado para los 3 casos es el esperado. En posteriores revisiones se utilizará esta base de análisis para realizar estudios de sensibilidad del proyecto base y de sus respectivas posibilidades de ampliación teniendo en cuenta variaciones de tipping fee sumado al efecto de las variables de riesgo.

CAPÍTULO 39: IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS

Con el objetivo de identificar los riesgos del proyecto y así poder analizar su impacto en los indicadores de rentabilidad y posibles estrategias de mitigación para maximizar la probabilidad de realizar el proyecto de manera rentable. Se procedió con una metodología de detección y dimensionamiento en tres etapas:

1. **Detección Bottom-Up:** Se repasaron todas las variables de entrada del modelo de proyección de estados de resultados y las dimensiones analizadas del negocio y estudio de ingeniería, rescatando aquellas que por su variabilidad o relevancia aparente requirieran ser consideradas en el análisis de riesgos. Posteriormente se las agrupó en categorías: Macroeconómicas, Operativas, Contractuales, Ambientales, y Otras.

2. **Detección Top-Down:** Posteriormente, contando con las categorías del análisis Bottom-Up se buscó profundizar las categorías existentes y añadir nuevas. Adicionalmente, se analizaron las correlaciones entre variables conceptualmente posibles y se buscaron sub-riesgos que expliquen riesgos detectados previamente, como por ejemplo el riesgo de variación de factor de planta representado por los riesgos de que ocurran las causas que varían dicho factor.

3. **Análisis de distribución:** Para verificar su variabilidad y llegar a las funciones estocásticas generadoras de los distintos riesgos detectados, se analizaron datos históricos, información relevante y comentarios de expertos, procurando llegar a distribuciones adecuadas al rango de información disponible, el fit de las distribuciones propuestas y el correcto uso conceptual de la distribución resultante. Adicionalmente, se verificó con la información disponible la existencia de correlaciones. Es importante destacar que todos los análisis con influencia monetaria fueron realizados en términos reales dado que los efectos de actualización por inflación y tipo de cambio están incluidos en el modelo de proyección de estados de resultados. Aquellos riesgos potenciales que con el análisis mostraron no tener variabilidad relevante, o que ya están mitigados por acciones de ingeniería, o bien, su variabilidad se explica completamente por actualizaciones de tipo de cambio o inflación, se les asignó distribución real constante.

En la tabla 39.1 se encuentra el resumen de los riesgos detectados y sus distribuciones asignadas. Como se puede ver, se realizó una distinción entre las variaciones, ya sean continuas o discretas, y los escenarios que ocurren o no con una determinada probabilidad. En las secciones siguientes de este capitulo se explicará más a fondo para cada riesgo y categoría el motivo de su variabilidad e impacto, el análisis de distribución correspondiente y una introducción a las posibilidades de mitigación dada la naturaleza del riesgo.

Riesgo	Categoría	Tipo	Distribucion
Tipo de cambio Real	Macro	Variable	Normal(1,4 ; 0,09)
Equilibrio inflación argentina	Macro	Variable	Normal (3% ; 1,5%)
Inflacion dolares	Macro	Variable	Normal (2% ; 0,3%)
Boom inflacion	Macro	Variable	Poisson (0,1) anualmente
IG	Impuestos	Variable	Constante
IVA	Impuestos	Variable	Constante
IIBB	Impuestos	Variable	Constante
Factor incentivo	Contractiales RenovAR	Suceso	P(x=1)=0,75
Beneficios fiscales	Contractiales RenovAR	Suceso	P(x=1)=0,95
Pesificación	Contractiales RenovAR	Suceso	P(x=1)=0,05
Plazo de pago	Contractiales RenovAR	Variable	Eliminado
Factor de planta	Operativo	Variable	Triangular (87%; 90%; 93%)
Incendio	Operativo	Suceso	Mitigado en Ing.
Salarios	Operativo	Variable	Modelado previamente
Variabilidad en lead time	Operativo	Variable	Mitigado en Ing.
Humedad	Operativo(RSU)	Variable	Implicita en corr comp.
Composicion	Operativo(RSU)	Variable	Implicita en corr comp.
Nivel compostaje	Operativo(RSU)	Variable	Uniforme (30%; 50%)
Abastecimiento basura	Operativo(RSU)	Variable	Uniforme (0%; 100%)
Precio realCarbón Activado	Operativo(Insumo)	Variable	Constante
Precio real trat RP	Operativo(Insumo)	Variable	Constante
Precio real Cal hidratada	Operativo(Insumo)	Variable	Normal (130; 18)
Precio real Amoniaco	Operativo(Insumo)	Variable	Normal (127; 16)
Prohibición de incineración	Otros	Suceso	Improbable
Protesta social	Otros	Suceso	P(x=1)=0,05

Tabla 39.1: Modelo de datos del análisis de riesgos

Los riesgos, de igual manera pueden clasificarse según si impactan en las ganancias de la empresa modificando ingresos o costos, y dentro de estos si impactan en precios o cantidades. Este efecto puede representarse en el siguiente *Profitability Framework*.

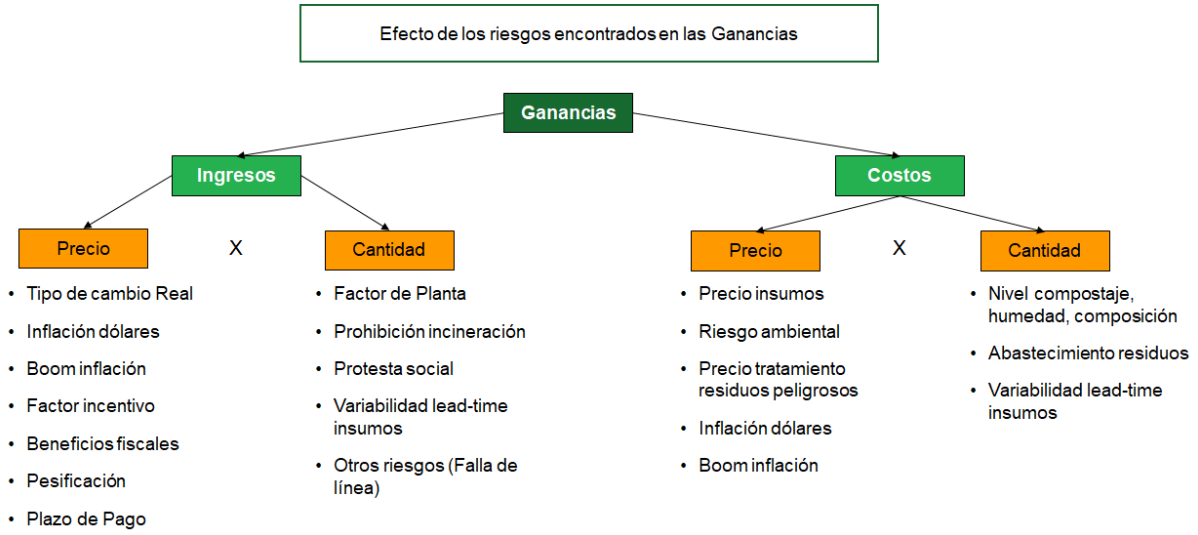


Figura 39.1: Clasificación de riesgos según su impacto en las ganancias

39.1. Riesgos Macroeconómicos

Para realizar una evaluación completa de los riesgos únicos que pueden afectar al resultado del proyecto, resulta fundamental incluir los efectos de los desvíos en las variables macroeconómicas proyectadas. Como se mencionó en el análisis de la estructura financiera del proyecto, las variables de interés son el tipo de cambio AR$/U$D tanto real como nominal, la inflación de los Estados Unidos y la inflación argentina. Esta última variable afecta, por ejemplo, las paritarias salariales que impactan en los sueldos de los operarios.

Las potenciales formas de mitigación de los riesgos provocados por estas variables van desde la ingeniería de contratos con proveedores para reducir el impacto del riesgo cambiario en los precios de insumos y servicios, hasta el uso de instrumentos financieros como opciones o swaps para cubrir la posición del proyecto respecto a la variabilidad de estos factores.

39.1.1. Tipo de cambio real (TCR)

Los cambios en el tipo de cambio real, dada la naturaleza del proyecto de contar con flujos de caja tanto en moneda nacional como extranjera, alteran la estructura de costos del proyecto ya sea licuando los gastos en pesos o haciéndolos más significativos. Al observar el histograma de la figura 39.2 se puede observar un patrón triangular producto del comportamiento sistemático de la TCR de depreciarse continuamente y pegar altos saltos de apreciación en momentos de devaluación de la moneda argentina.

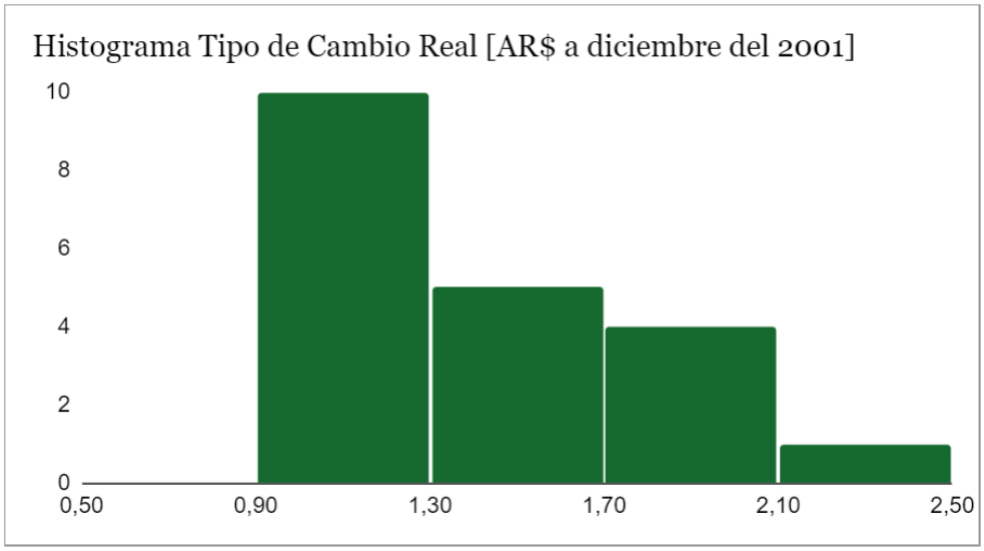


Figura 39.2: Histograma tipo de cambio real en pesos de diciembre 2001

Para la simulación del riesgo que implica una media a 23 años de TCR distinta a la proyectada (1,4 AR$/U $D a valores de junio de 2001) y su impacto global en el proyecto, se le atribuyó a la media proyectada que alimenta el modelo de proyección de estados contables una distribución normal basado en el teorema central del límite.

$$\mu_{TCR}(\mu, \sigma) = \mu + \sigma N(0, 1) \tag{39.1}$$

$$\mu = \frac{\sum_{i=0}^{n} TCR_i}{n} = 1,4 \tag{39.2}$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=0}^{n} (\mu - TCR_i)^2}{n}} = 0,09 \tag{39.3}$$

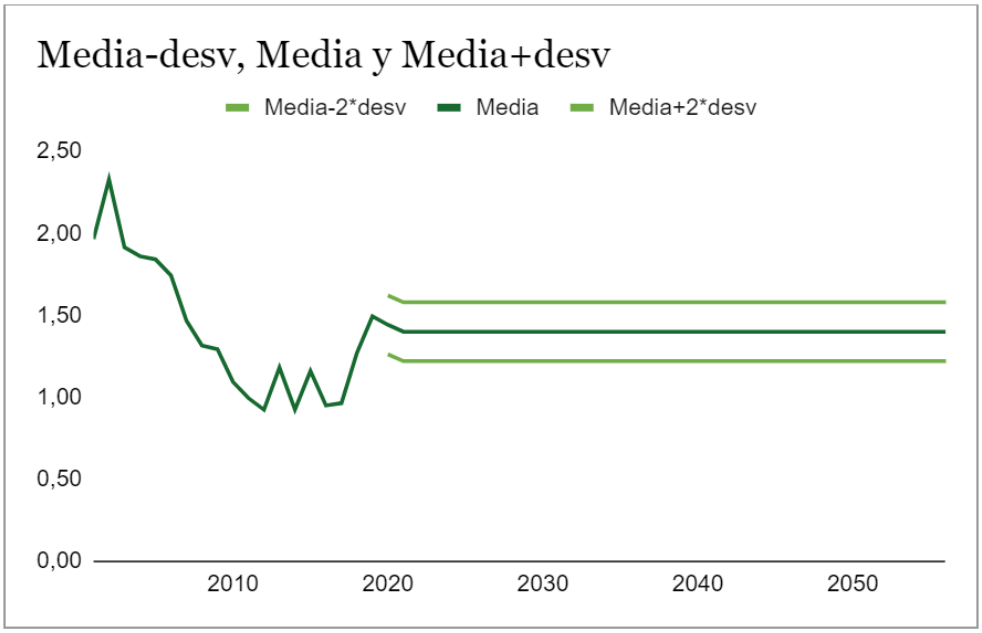


Figura 39.3: Proyección de tipo de cambio real con bandas de probabilidad

39.1.2. Inflación en moneda estadounidense

Dado que las distintas erogaciones proyectadas en moneda estadounidense se actualizan con la inflación anual en dólares, el desvío de la media proyectada durante el tiempo de duración del proyecto genera un impacto en la rentabilidad. Para el equivalente al REM de los Estados Unidos, se pudo observar que las expectativas de inflación anual, como también la media a largo plazo, suelen representarse con una distribución normal (Brian J. Flynnk, 2013). Por lo que se utilizó la siguiente función generadora para la simulación de la media a 20 años:

$$\mu_{TCR}(\mu, \sigma) = \mu + \sigma N(0,1) \tag{39.4}$$

$$\mu = \frac{\sum_{i=0}^{n} TCR_i}{n} = 2\,\% \tag{39.5}$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=0}^{n} (\mu - TCR_i)^2}{n}} = 0,3\,\% \tag{39.6}$$

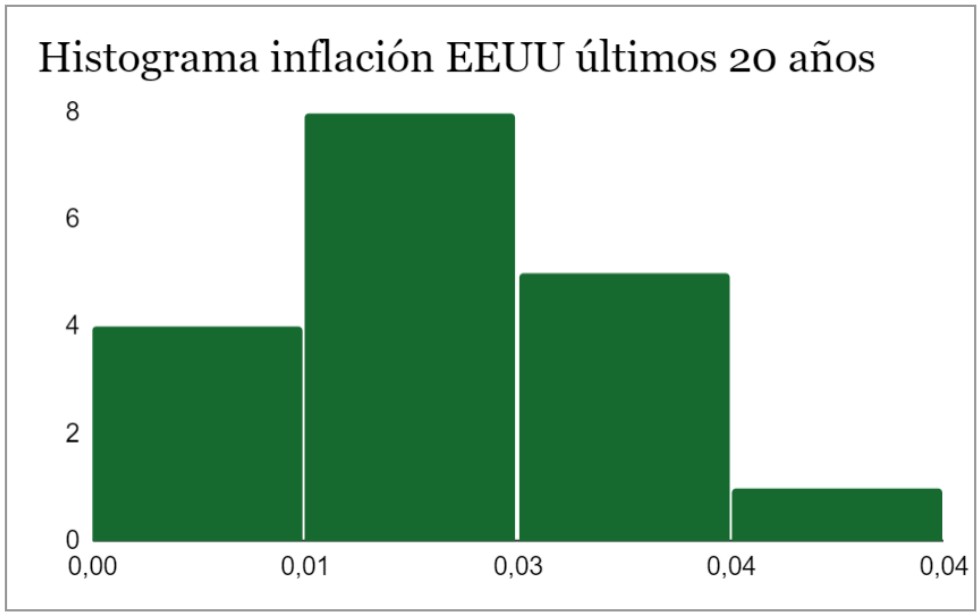


Figura 39.4: Histograma de inflación anual de los EEUU últimos 20 años

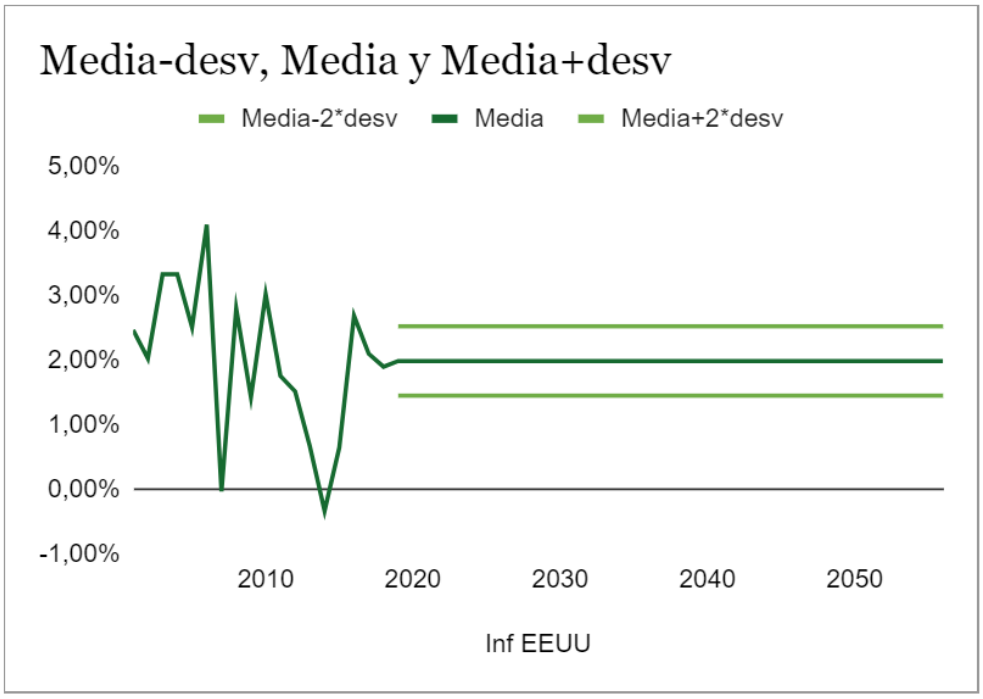


Figura 39.5: Proyección de inflación anual estadounidense con bandas de probabilidad

39.1.3. Inflación en moneda argentina

Como se mencionó en el previo análisis económico financiero, para modelar la evolución de la inflación argentina se utilizó las tendencias proyectadas del REM y se las prolongó a valores de inflación estabilizada, tomando de referencia países comparables de la región que

estabilizaron su inflación, y el plazo aproximado de 10 años que llevó a alcanzar estos valores. Dado este modelo, la variable de riesgo a ser modelada es el monto del valor de estabilización a largo plazo y su impacto en los valores intermedios hasta llegar a este punto. Como se puede ver en la tabla 39.2, el conjunto de países a tomar de referencia fueron Brasil, Chile, Perú y Paraguay, ya que lograron reducir sus valores de inflación a valores estables sin recurrir a herramientas de dolarización a largo plazo como en el caso de Ecuador.

Last X years Average	10 Avg	10 Std. Dev	10 dev/avg	5 Avg	5 Std. Dev	5 dev/avg
Argentina	20,66	14,01	68%	34,57	9,00	26%
Brasil	5,79	1,99	34%	5,68	2,90	51%
Chile	2,91	1,10	38%	2,98	0,99	33%
Colombia	3,72	1,59	43%	4,68	1,73	37%
Ecuador	2,60	1,87	72%	1,30	1,66	128%
Paraguay	4,26	1,54	36%	3,68	0,40	11%
Peru	2,82	0,85	30%	2,72	0,94	34%
Uruguay	8,01	1,03	13%	7,94	1,28	16%
Latin America and the Caribbean	5,33	0,76	14%	5,96	0,42	7%
World	3,58	0,68	19%	3,20	0,40	13%
Brasil, Chile, Peru, Paraguay	3,95	1,44	36%	3,77	1,61	43%

Tabla 39.2: Promedios y desvíos de inflación en países sudamericanos comparables

Dada una posible correlación entre la inflación de los países del bloque BCPP (Brasil, Chile, Peru y Paraguay) se analizaron las series históricas de la inflación promedio del bloque y la de EEUU. Dado el bajo R^2 que puede observarse en el gráfico de dispersión (Figura 39.7) se concluyó que no existe correlación directa, los casos de correlación respecto de plazos pasados fueron analizados pero tampoco resultaron significativos.

Sin embargo, del análisis gráfico de las series históricas (figura 39.6) se pueden observar dos comportamientos. Por un lado, que los cambios abruptos en una serie derivan en un cambio abrupto en la otra, también llamado efecto *"Dominó"*, y por otro lado que en ningún momento la inflación del bloque es inferior a la de los EEUU, siendo esta una característica a tener en cuenta en el modelo de inflación proyectada de equilibrio.

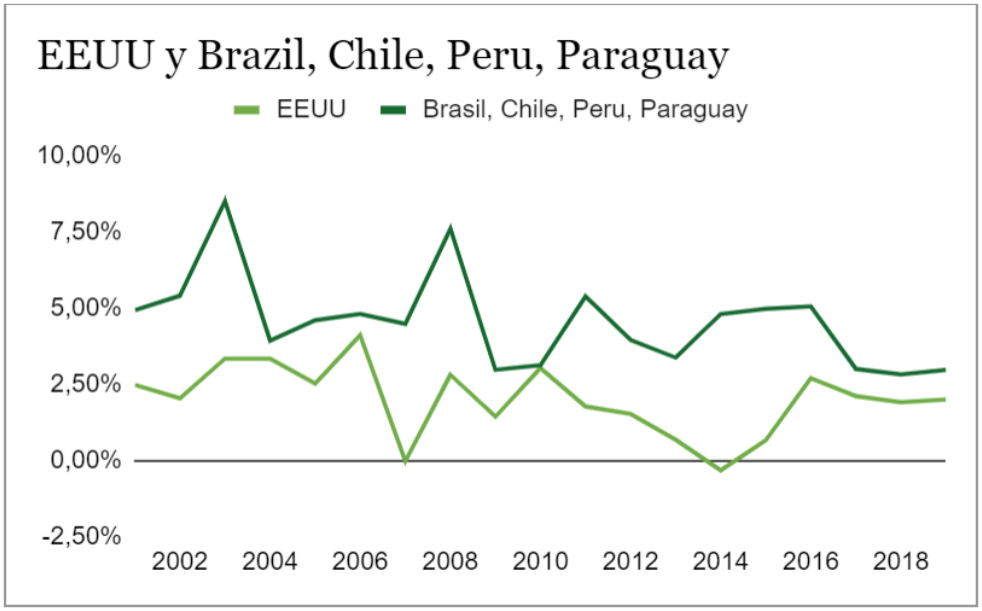


Figura 39.6: Series de inflación anual de EEUU y promedio de BCPP

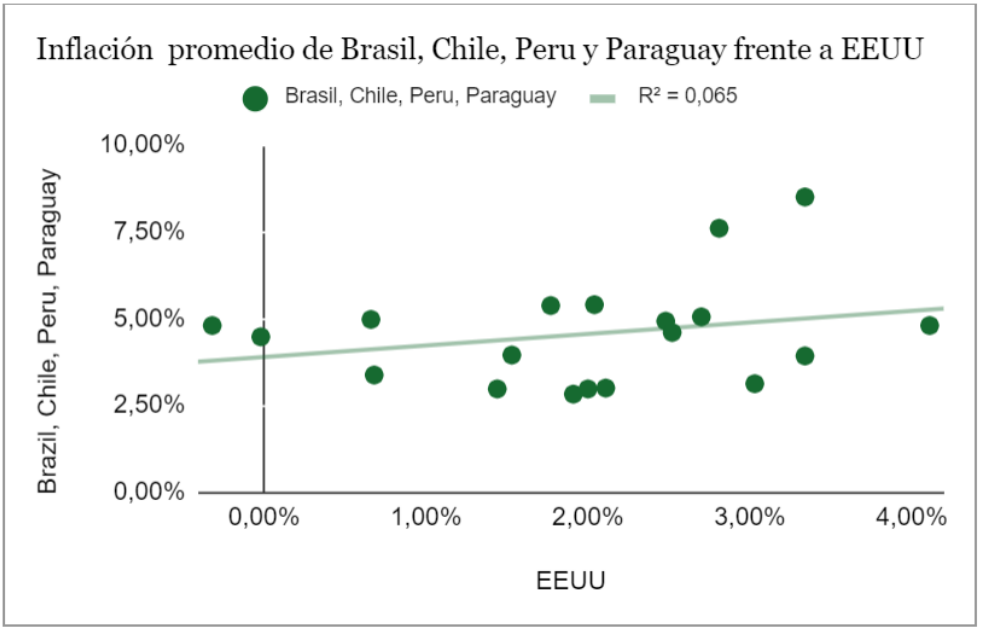


Figura 39.7: Inflación anual de EEUU vs promedio de BCPP

Finalmente, tomando en cuenta las características mencionadas y las distribuciones usuales para inflación utilizadas, se optó por simular la inflación argentina anual de manera asimétrica respecto del valor proyectado original como puede verse en la figura 39.8. Esto se debe a que el valor asignado es el máximo entre la proyección para ese año afectada por la variación en la inflación estable a largo plazo y la inflación de EEUU de ese año. El modelo utilizado para la estabilización, es el máximo entre la inflación de EEUU y un comportamiento normal de media

y desvío inferida del análisis del bloque BCPP.

$$INF_{equilibrio} = \text{máx}(INF_{EEUU}; \mu + \sigma N(0;1)) \tag{39.7}$$

$$\mu = 3\,\% \tag{39.8}$$

$$\sigma = 1,5\,\% \tag{39.9}$$

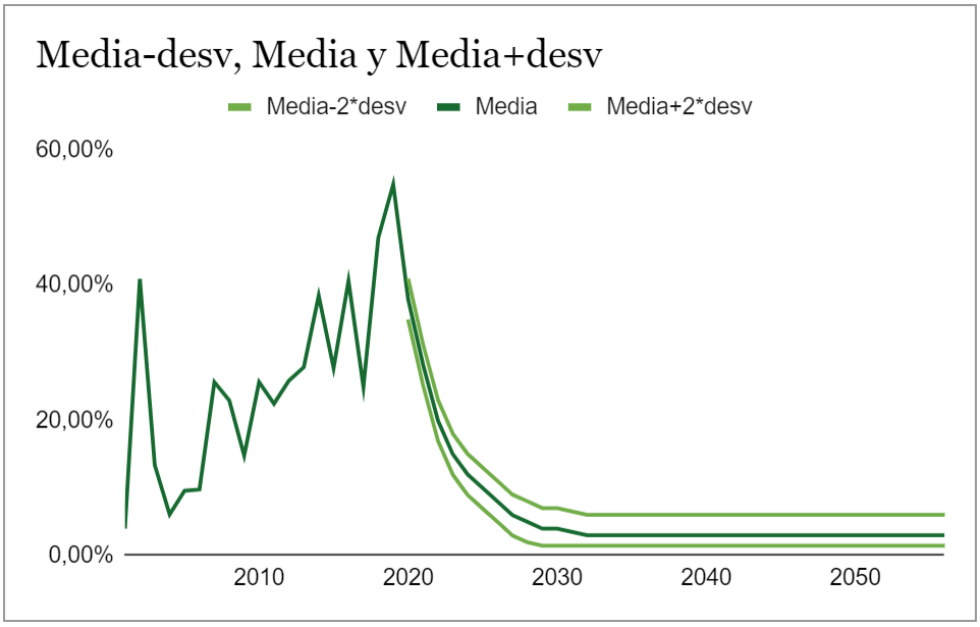


Figura 39.8: Proyección de inflación Argentina con bandas de probabilidad

Adicionalmente, como se puede contemplar en la serie de tiempo de inflación argentina, existe un fenómeno de ocurrencia aproximada de una vez cada 10 años donde la inflación se dispara en aproximadamente un 25 %. Esto se modeló mediante un evento anual de salto inflacionario representado por una Poisson de media 0,1 (por lo que hace referencia a una exponencial de tiempo entre saltos inflacionarios medio de 10 años). La magnitud del impacto en el monto de inflación del año en que ocurre es de un 25 % y para los dos años subsiguientes aumenta un 10 % y 5 % respectivamente, todos multiplicados por el valor de la distribución Poisson, por lo que es posible que ocurran escenarios de ocurrencia de saltos dobles.

$$INF_{salto-i} = Poisson_i(0{,}1)25\,\% + Poisson_{i-1}(0{,}1)10\,\% + Poisson_{i-2}(0{,}1)5\,\% \tag{39.10}$$

Es importante destacar que por cómo se encuentra dada la configuración de la correlación entre paritarias e inflación, el salto en el índice de precios desencadena a la vez un salto significativo en las paritarias. Adicionalmente, de la revisión de las series históricas de inflación contra paritarias, se concluyó que no hay riesgo significativo de cambio drástico en los salarios independiente de los efectos de la inflación ya contemplados. En el gráfico de la

figura 39.9 se puede observar el resultado de una iteración aleatoria del modelo de simulación de inflación, con su tendencia hacia un valor de equilibro de 6 % y 4 valores donde la Poisson de boom de inflacion tomó valor 1.

Figura 39.9: Resultado de una corrida aleatoria del modelo estocástico de proyección de inflación Argentina

39.1.4. Tipo de cambio nominal

Como se mencionó en el estudio económico financiero, el tipo de cambio nominal se encuentra representado como una función del tipo de cambio real y de la inflación argentina y de los Estados Unidos.

$$TCN = TCR\frac{INFA_{ARS}}{INFA_{USD}} \tag{39.11}$$

Esto representa una ventaja para la simulación, dado que evita la existencia de escenarios irracionales, como por ejemplo el que el tipo de cambio real tome valores desproporcionados dada una reducción o estabilización del tipo de cambio nominal en años de alta inflación. En el gráfico 39.10 se puede observar la distribución simulada para 5000 corridas del valor de tipo de cambio nominal en el año 2028, tomado como referencia para explicitar gráficamente la variabilidad del tipo de cambio simulada a partir de los elementos que lo componen.

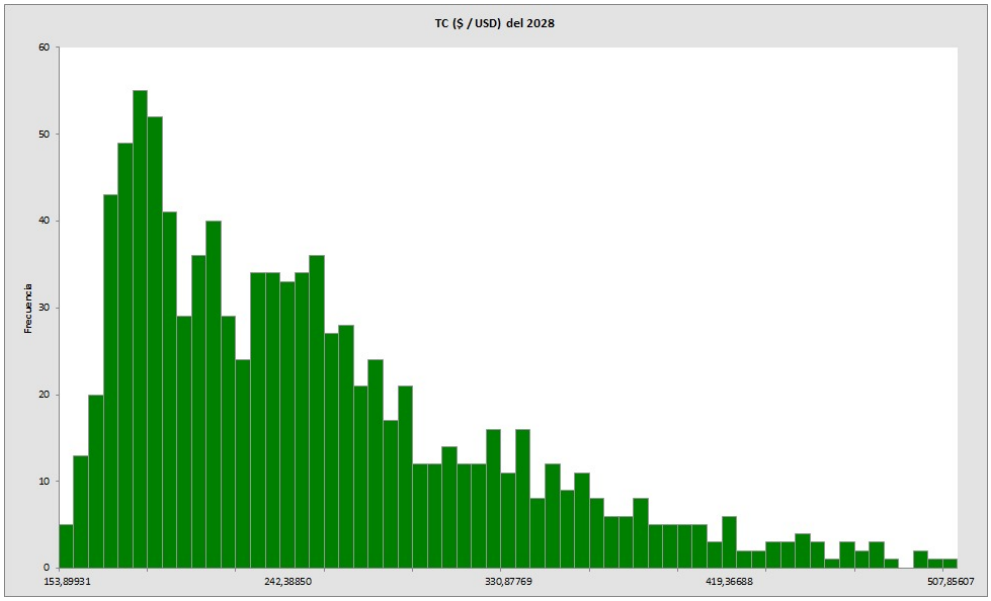


Figura 39.10: Histograma de Tipo de cambio nominal, año de referencia 2028

39.2. Riesgos Operativos

39.2.1. Factor de Planta

El factor de planta diseñado y explicado en la sección de Ingeniería se ubica en 90 % (8.000 horas por año). Este valor está muy relacionado con variables que no son fijas y que pueden implicar variaciones en la disponibilidad de la planta. Dentro de estas variables se encuentran:

- Los mantenimientos preventivos (de rutina) que se realicen.
- El suministro suficiente y continuo de los RSUs y de materias primas.
- Mantenimientos correctivos que deban realizarse ante la aparición de algún desperfecto que provoca la parada de planta.
- Paradas de plantas esporádicas debido a eventos extraordinarios como puede ser una parada por paro sindical.

Todos estos eventos descriptos provocan una interrupción temporaria de la planta para resolverlos y por esta razón disminuyen la disponibilidad de la planta. Dentro de las causas, están mencionadas todas las razones por las que la generación podría parar y están implícitas en el valor del factor de planta.

Analizando los indicadores provistos por los proveedores de los equipamientos (maquinaria, equipos y herramientas, entre otros), la caldera y parrilla tienen el menor factor de planta (90 %).

Entendiendo la variabilidad posible debido a los factores que afectan la planta y estudiando casos de referencia mundial, donde las mejores fábricas logran un factor del 95 % (debido entre otras cosas a un excelente trabajo preventivo en el mantenimiento), se define una distribución triangular que pueda contemplar los sucesos más eventuales (Klein A., 2005). Para determinar los parámetros de la distribución (mínimo, moda y máximo) se realizaron los análisis que siguen a continuación. El valor máximo se tomó cómo la distancia media entre la disponibilidad de la planta a construir y la más eficiente del mundo (95 %) (Whiting, 2013). Por otra parte, para el estudio del mínimo, se estudió la fábrica con menor disponibilidad dentro de las generadoras de más de 10 MW de producción a nivel mundial, estando está ubicada en India (llamada ”Okhla”) y cuyo indicador está ubicado en aproximadamente 87 % (Whiting, 2013). La moda será el valor de 90 %, ya explicado previamente. A continuación, se muestra el gráfico de la distribución de probabilidades:

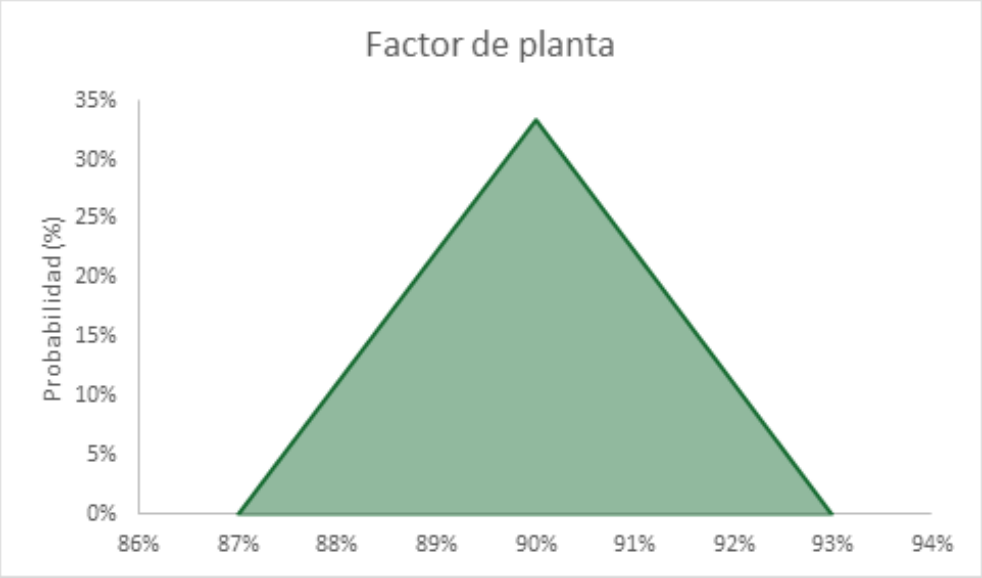


Figura 39.11: Distribución de probabilidades de factor de planta

En la siguiente tabla se muestran los valores de los parámetros de la distribución mencionada.

Factor de Planta	
Parámetros de distribución	
Mínimo	87%
Moda	90%
Máximo	93%

Tabla 39.3: Tabla de parámetros de la distribución de factor de planta

El conocimiento de la distribución del factor de planta es clave por diversas razones; las principales incluyen un conocimiento más preciso de la variabilidad en la producción de energía (y por ende en la facturación), la posibilidad de conocer la probabilidad de suministrar una

energía menor que la mínima estipulada por contrato y que implica multas (detallado en una sección posterior).

39.2.2. Lead Time materias primas

Como fue destacado durante la sección de ingeniería, la provisión de materia prima se realiza a través de diferentes proveedores. Los residuos son provistos por el TMB gestionado por el grupo Roggio, que a su vez recibe residuos del CEAMSE. El amoníaco y la cal son producidos en el país y el suministro se hará con proveedores locales, en tanto que el carbón activado será necesariamente suministrado por proveedores extranjeros (de China) debido a la escasa producción nacional.

Como la provisión de materia prima resulta esencial para el buen funcionamiento de la planta, es fundamental la existencia de stocks suficientes en todo momento para poder abastecer cada circuito dentro del complejo. El tiempo de entrega de las materias primas por lo general no es fijo, sino que sufre variaciones (por demoras u otros eventos) que provocan que a veces la entrega se realice tarde. Para poder mitigar estos efectos hay distintas herramientas que pueden utilizarse:

- Contratos de aprovisionamiento con cláusulas que impliquen sanciones en caso de demora en entrega de la materia prima.
- Generación de stocks de seguridad que permitan continuar el funcionamiento de la planta aún cuando se genera un retraso en la entrega por parte del proveedor.

La segunda herramienta es vital para que existan reservas de materia prima, pues una parada de planta genera costos muchas veces más altos que aquellos que implican tener existencias de suministros. A continuación, se hará un estudio de los tiempos de aprovisionamiento de los diferentes materiales para poder analizar las opciones de cobertura de riesgo.

De acuerdo con (Anderson, 2016), la distribución más común para Lead Time es la Weibull con parámetro k entre 1 y 2, con el valor más común siendo 1,4. A continuación se muestra cómo es la forma de la curva:

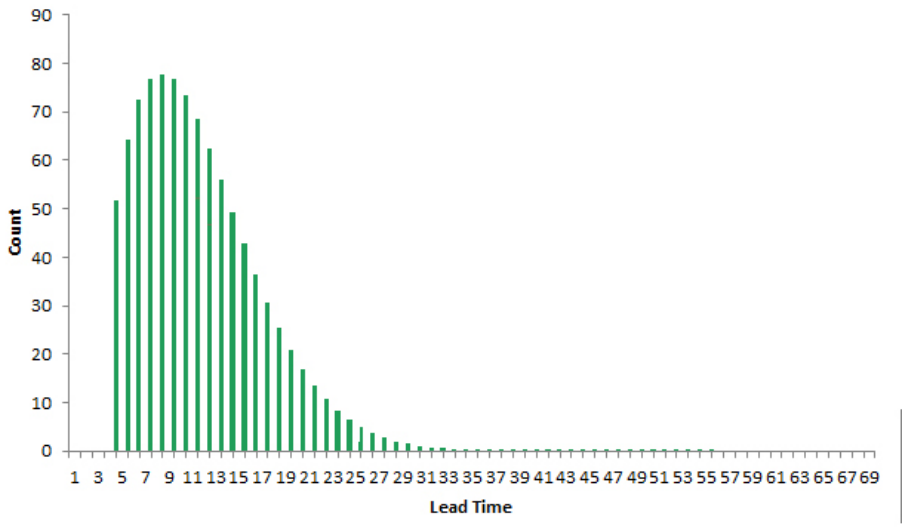


Figura 39.12: Distribución de probabilidad más común para Lead Time de entrega

La distribución está acotada por izquierda, mostrando el mínimo de días para hacer la entrega. Hacia la derecha puede observarse que la mayoría de las probabilidades se concentran en un rango corto de valores y luego las probabilidades decaen sustancialmente hasta ser prácticamente nulas a valores altos, indicando que una entrega puede demorarse mucho más de la media pero hay un momento donde la probabilidad es prácticamente nula.

Debido a la poca información obtenida por parte de los distintos proveedores (tiempo medio de entrega, el máximo que dijeron que tardan y el mínimo tiempo que pueden tardar), se decidió fijar la distribución de cada lead time como triangular, y asignar una probabilidad de que se pueda exceder el tiempo máximo dado por la triangular. Entonces, la distribución se tomará como una función partida compuesta por una triangular que representará una probabilidad acumulada de X y una cola representado por la probabilidad restante para llegar a 100 %. La idea de hacer esta función partida es entender que se buscará acotar mediante mecanismos de mitigación de riesgos la probabilidad de que la entrega se haga en el rango de días por fuera (hacia el lado de más días) de la distribución triangular.

Para el carbón activado, cómo se indicó en la sección de ingeniería, el tiempo de envío desde el origen es de 30 a 45 días hasta llegada a la aduana y una cantidad de 5 a 15 días en Aduana. El tiempo más probable estimado se tomará cómo el valor promedio, pues no se cuenta con la información de la moda. A continuación se muestra cómo es la forma de la curva para la entrega del carbón (el máximo se tomó en 80 días como peor caso posible). La probabilidad de que exceda los 60 días se toma en un 5 % (tomado de benchmark (Anderson, 2016)). Entonces, la distribución de probabilidades para el lead time de entrega del carbón será una función partida:

- Triangular de parámetros 30;45;60 días (mínimo, moda, máximo), que acumulan 95 %

de las probabilidades.

- Cola para más de 60 días cuya probabilidad acumulada suma un 5 % de probabilidades.

Como la cantidad de pedidos anuales será de 2 (explicado en sección ingeniería), y esto implica que debería llegar un pedido cada 180 días, se debe realizar el pedido con una anticipación de 60 días; pues es lo que asegura el tiempo máximo (con un 95 % de probabilidad de que llegue el pedido). Para mitigar los riesgos de que el pedido no se entregue en tiempo y se quede en escasez de esta materia, se utilizarán los dos mecanismos mencionados previamente: generando un stock de seguridad de 20 días (para llegar al máximo de días propuesto) y, por otra parte, por contrato se buscará incluir cláusulas que obliguen al proveedor a resarcir (pagar multas) a la empresa en caso de que la entrega no se haga en el tiempo estipulado. Entonces, la clausula podría tener 2 implicaciones principales:

- Qué si la entrega excede el máximo de 60 días, habrá una fuerte multa por cada día de retraso, estipulada por la pérdida que tendría la planta por no poder operar.
- Para asegurar que se cumpla el plazo más probable (45 días), se pide que un 60 % (a modo estimativo) de las entregas lleguen en ese plazo +-5 días, asegurando una menor variación en el tiempo de provisión. De caso contrario se multará (más levemente).

Si bien las cláusulas pueden parecer ambiciosas, el consumo de la planta de la materia prima justifica que al proveedor le convenga aceptar el contrato e incluir claúsulas de este tipo.

De igual manera se procede con los proveedores de amoníaco y cal. Para los proveedores de amoníaco se contactaron 2 de los vendedores más grandes dentro del país, los cuales aseguraron que en promedio se pueden recibir pedidos en 3 días, con un máximo de 5 días y el menor tiempo posible de 2 días, pues es el nivel de servicio asegurado en el mercado de dichos proveedores. Entonces, la distribución de probabilidades de lead time de entrega de amoníaco es:

- Triangular de parámetros 2; 3; 5 días (mínimo, moda, máximo), que acumulan 95 % de las probabilidades.
- Cola para más de 5 días cuya probabilidad acumulada suma un 5 % de probabilidades.

Asimismo, la forma de mitigar el riesgo ante una mayor tardanza en el tiempo de entrega es utilizar los stocks de seguridad; en este caso el tamaño del tanque de almacenamiento de amoníaco que permite guardar stocks por 6 días y además incluir cláusulas contractuales que castiguen severamente una demora de más de 5 días y, por otra parte, que exija que la mayoría

de las entregas se den en el tiempo más probable mencionado. En este caso, la existencia de varios competidores a nivel nacional permite que los mismos proveedores busquen tener un alto nivel de servicio.

Para la cal, se contactó a la empresa ”Cal FGH”, que brindó información sobre el tiempo en que tardan en entregar sus productos, siendo este de 9 días en promedio, con mínimos de 6 días y comentaron que su mayor atraso en la historia de la empresa fue de 7 días. Con esta información y continuando con la distribución de probabilidades adoptadas, se decidió tomar:

- Una función triangular de parámetros 6; 9; 16 días (mínimo, moda, máximo), que acumulan 95 % de las probabilidades.
- Cola para más de 16 días cuya probabilidad acumulada suma un 5 % de probabilidades.

Nuevamente, las formas de mitigar el riesgo de que la entrega se haga tarde y tener desabastecimiento de cal son por un lado, generar el stock de seguridad (se tiene tenencias totales para 16 días más 6 de seguridad entendiendo que si no entregan en ese tiempo el mínimo tiempo para abastecerse de otro proveedor sería 6 días. Por otra parte, las clausulas contractuales con multas por incumplimiento de los plazos (entrega en más de 16 días y/o entregas frecuentes por sobre el tiempo prometido más probable de 9 días), obligando a entregar un alto nivel de servicio al proveedor. Esta situación es similar a la del amoníaco, con varios proveedores a nivel nacional de mediana/gran envergadura, generando una competencia y exigencia de un alto nivel de servicio por parte de las compañías proveedoras de este material.

Para concluir esta sección, se destaca que no se incluirá ninguna simulación de riesgos de los lead times de entrega ya que los mecanismos aquí expuestos de mitigación para esta variable son lo suficientemente robustos para que exista un potencial riesgo de desabastecimiento por retraso de entrega.

39.2.3. Precios Materias Primas

Continuando con el análisis de insumos realizado en el apartado anterior, en esta sección se explorarán los riesgos relacionados a variaciones en el precio de cal hidratada, carbón activado y amoníaco durante los años en los que se llevará a cabo el proyecto. proyecto.

39.2.3.1. Cal Hidratada

En la realización de la proyección de precio de este insumo, por ser un commodity, se desarrolló un análisis de Series de Tiempo de tipo Mean Reversión. Se utilizó el precio promedio anual de la cal hidratada informado por la organización *United States Geological Survey* desde el año 1978 hasta el 2019 (*Lime Statistics and Information*, 2019).

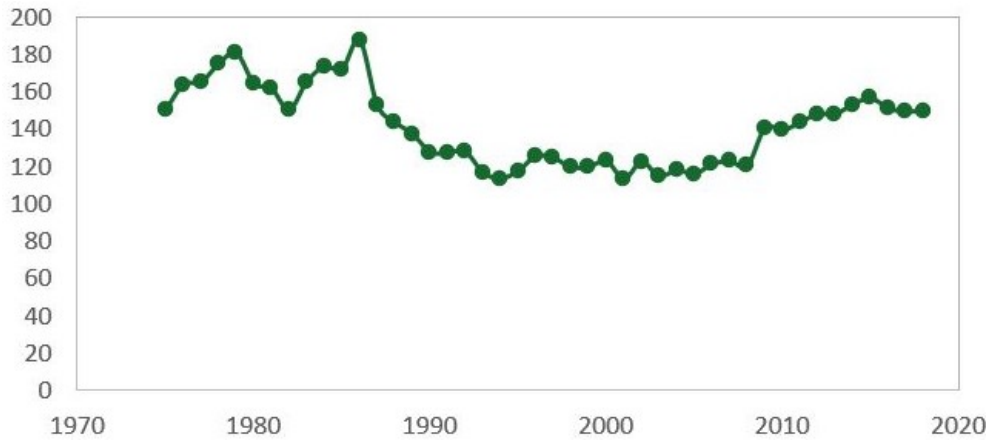


Figura 39.13: Serie histórica de precios de cal hidratada 1978-2019.

En primer lugar, se realizó la validación de la regla *Random Walk* donde se hallaron factores de correlación entre los errores E(t-1) y E(t-2), E(t-2) y E(t-3), y E(t-3) y E(t-4) todos menores a 0,25 como puede observarse en la siguiente tabla:

Valor	E(t-1) vs E(t-2)	E(t-2) vs E(t-3)	E(t-3) vs E(t-4)
Autocorrelacion	-0.109607939	-0.103103969	-0.097454418

Tabla 39.4: Factor de correlación de errores, Cal Hidratada.

Esto nos permite afirmar con cierto grado de seguridad que la variación en el precio año a año es realmente aleatoria. A continuación se halló un factor de correlación entre el precio P(t) y P(t-1) de 89,96 %, mayor a 80 %. Ambos supuestos del *Random Walk* cumplidos permiten continuar con el análisis.

En segundo lugar, estudiamos la distribución probabilística del error de los datos históricos, la cual cumple con normalidad y media igual a cero.

En tercer lugar, asumiendo que el precio de la cal hidratada, por ser commodity, está vinculado al costo marginal de producción a largo plazo realizamos *Mean Reversion* (*Optimal Mean Reversion Trading*, 2015). A partir de este análisis obtenemos, para el precio de la cal hidratada, una distribución normal de media 150 y desvío 20,51.

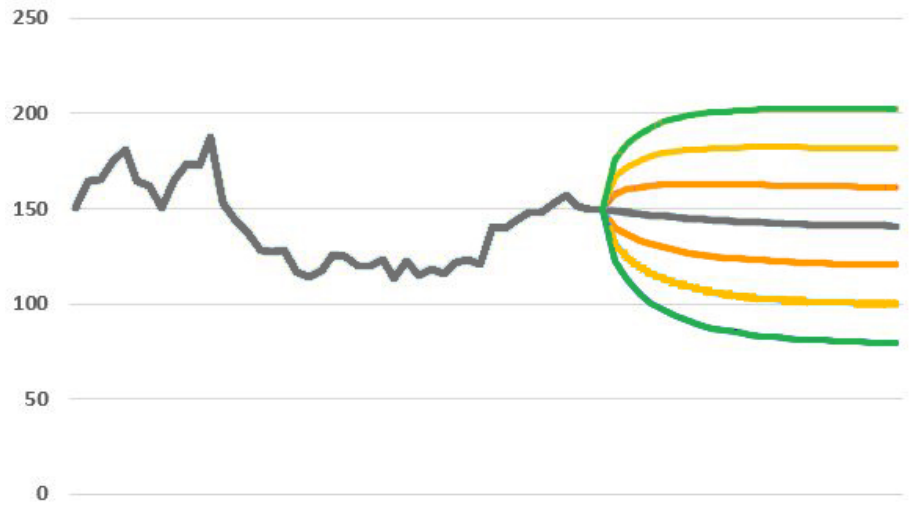


Figura 39.14: Serie histórica y proyecciones precio de Cal Hidratada en 2019 USD/Ton.

Esta distribución, adaptada a nuestro insumo cuyo precio, por ser mayorista y proveniente de China, es de 127 USD/ton en 2019, nos da una normal de media 127 y desvío 18,43 USD/ton.

39.2.3.2. Amoníaco

En la realización de la proyección de precio de este insumo, por ser un commodity, se comenzó intentando el desarrollo de un análisis de Series de Tiempo de tipo *Mean Reversion* basándonos en el precio histórico de la urea, commodity cuyo precio fluctúa asociado cercanamente al precio del amoníaco. Se utilizó el precio mensual del *Black Sea Urea Spot* desde Octubre de 1999 a Septiembre de 2019. En primer lugar, se realizó la validación de la regla *Random Walk*, donde se hallaron factores de correlación entre los errores E(t-1) y E(t-2), E(t-2) y E(t-3), y E(t-3) y E(t-4) todos mayores a 0,25 por lo que no pudo continuarse el análisis de *Mean Reversion*.

Para el cálculo de la distribución se utilizó el precio histórico en el período Septiembre 2015 a la actualidad, se toman en cuenta los datos desde dicho momento ya que es un punto de cambio de tendencia para el precio. Dichos datos, utilizando el software Easy Fit, devuelven una distribución normal de media 13 y desvío 1,7 en lo cual adaptado a nuestro precio de 130 USD/ton es una normal de media 127 y desvío 16 USD/ton.

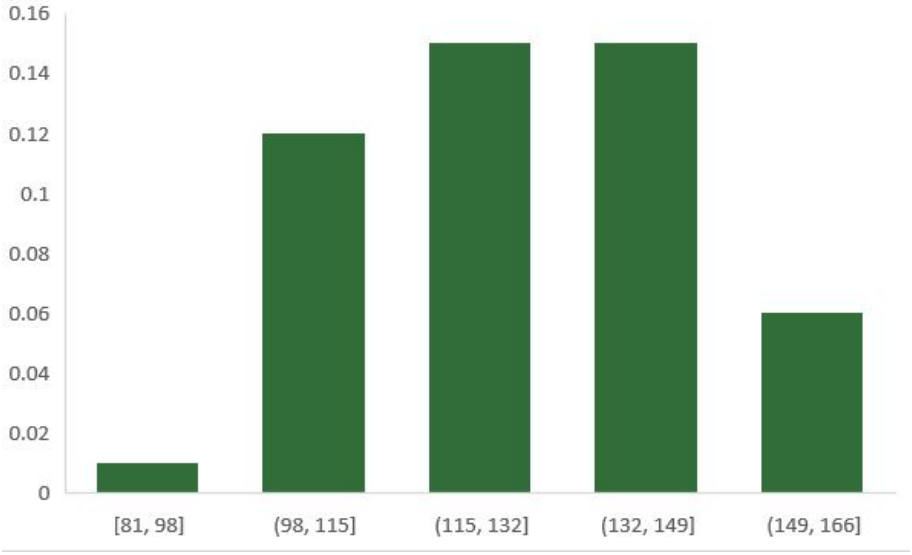


Figura 39.15: Histograma de precios de Amoníaco período Sep. 2015-Sep. 2019.

39.2.3.3. Carbón Activado

El carbón activado representa un 10 % de los gastos operativos relacionados a insumos mientras que la cal hidratada y el amoníaco representan un 67 % y 23 % respectivamente. A su vez, el precio del carbón activado en los últimos 4 años ha presentado variaciones positivas y negativas en un rango limitado a un +-10 % del precio promedio. (*Market Revenue Coconut Shell Charcoal*, 2018)

Debido al leve impacto que genera en los gastos operativos, no se considera esta variación a la hora de realizar estas simulaciones.

39.2.4. Costo de tratamiento de residuos peligrosos

Se considero la posibilidad de una variación en los costos del tratamiento de residuos peligrosos requerido por ley para los residuos del sistema de tratamiento de gases de combustión y la salida de la parrilla de incineración. Para el dimensionamiento del nivel de riesgo y el impacto de esta variable se consultó al proveedor del servicio por la variación en el precio histórica y los potenciales drivers que lo moldean. La conclusión resultante fue que, dado que el precio del servicio es un margen constante aplicado a los costos de operación y la amortización de las inversiones; la actualización por inflación del monto explica la variación posible del costo y no existe riesgo significativo que se aparte de los vaivenes de la inflación argentina.

De esta forma, se considerará la cobertura de esta exposición dentro de la mitigación de

riesgos macroeconómicos, en conjunto con los asociados a los costos de transporte de RSU.

39.2.5. Accidentes laborales, incendios, inundaciones

Distintos son los accidentes e imprevistos que pueden ocurrir, sin gran probabilidad, pero con graves consecuencias asociadas. Dentro de esta categoría se encuentran los accidentes laborales, y catástrofes como incendios y/o inundaciones. Estos tipos de eventos son riesgos operativos.

En cuanto a los accidentes laborales, su probabilidad de ocurrencia, siempre que las normas y metodologías de trabajo se respeten, es baja. La forma directa para cubrir estos potenciales sucesos es contratando seguros (ART), mientras que la mitigación de estos consiste en hacer un seguimiento de los empleados y que cumplan las normas de seguridad al trabajar. Dicho esto, se considera a las eventualidades de accidentes laborales como un riesgo transferido a las ART que se contratan para hacer frente a las posibles contingencias que pueden surgir en el ámbito de los accidentes laborales, y cuyo costo se encuentra contemplado en el coste de la mano de obra analizado en la sección económico-financiera.

Por otra parte, el riesgo de un incendio es moderado, debido a la existencia de la parrilla donde se incineran todos los residuos. Algún imprevisto en esta máquina, o alguna pérdida en cañerías de gas podría generar un potencial incendio. Para mitigar la probabilidad de ocurrencia, se realizó en el estudio de ingeniería la elección de materiales que eviten la propagación de un incendio dentro de la planta (ignífugos). De la misma manera, se realizo el dimensionamiento de equipos anti-incendios para evitar para propagación de fuego en la planta. Dicho esto, se considera al riesgo de incendios como un riesgo mitigado y cuyo coste de mitigación surge del análisis de ingeniería y se le atribuye su costo en la obra civil dimensionada en el apartado económico-financiero.

Por último, para el caso de las inundaciones, se las entiende a estas de la misma manera que al riesgo de incendios. Debido a la cercanía del Río Reconquista, existe un riesgo latente de inundación que se ve eliminado en la obra civil dimensionado en el apartado de ingeniería. El elevado costo de la obra civil surge en parte de la elevación del terreno para evitar el riesgo de posibles inundaciones.

39.2.6. Humedad, composición y nivel de compostaje

En el presente apartado se considerarán las tres variables, estudiándolas de manera independiente pero investigando la relación que existe entre ellas con fines de generar siempre casos realistas y plausibles a la hora de la simulación.

En primera instancia, es importante analizar la variabilidad que pueda tener la humedad del suministro de basura a lo largo del proyecto. El efecto esperado está relacionado con el PCI (poder calorífico inferior): a mayor humedad, menor PCI. Al mismo tiempo, como se había analizado previamente en el estudio de mercado, cada componente posee una distribución de humedad específica que puede aproximarse por una triangular en términos de mínimo, máximo y valor más probable. A modo de ejemplo, los desechos orgánicos poseen elevada humedad y su presencia en la mezcla de basura a incinerar disminuye el PCI en su conjunto. Por último, el compostaje varía fuertemente la composición de la basura a incinerar pues por cada punto porcentual que se composta, como se observó previamente, se retira una proporción mayor de orgánicos por ejemplo que de plásticos. La interrelación entre los factores observados derivó en la creación de una estrategia de simulación que contemplara los casos límite y genere escenarios posibles. Entre sus aspectos más relevantes se destacan:

- Variación interdependiente. En primera instancia se da un rango para el porcentaje compostado, este cambia la composición de la basura a incinerar y la basura modifica la humedad de la mezcla.
- Parsimonia de la simulación. Es importante evitar la variación excesiva de variables, tanto por poder de cómputo como por no complejizar el modelo sin sentido. Es por esto que lograr modelar la variación a partir de una sola variable que considere estos tres factores tiene sentido. La variable elegida para tal fin es el *porcentaje de basura compostado*.
- Ajuste del modelo. Al correr simulación de Montecarlo se tiene en cuenta la aleatoriedad de los procesos por lo que algunas celdas que mostraban el valor medio deben mostrar el valor estocástico para poder conocer su distribución.

La interrelación entre los factores antes mencionados influye sobre la cantidad final de RSU requeridos para cubrir la exigencia calórica en el incinerador. Este efecto puede observarse en la siguiente figura, donde se aprecia la distribución uniforme de toneladas de RSU requeridas para un día del año, tomando al 2028 como base por ser un año con operación ya estable. El requerimiento de residuos es prácticamente uniforme a lo largo del tiempo y se aprecia que su variación no es considerable para la variación de compostaje y humedad antes descripta; sólo se varía entre 978,3 y 981,6 tn/día.

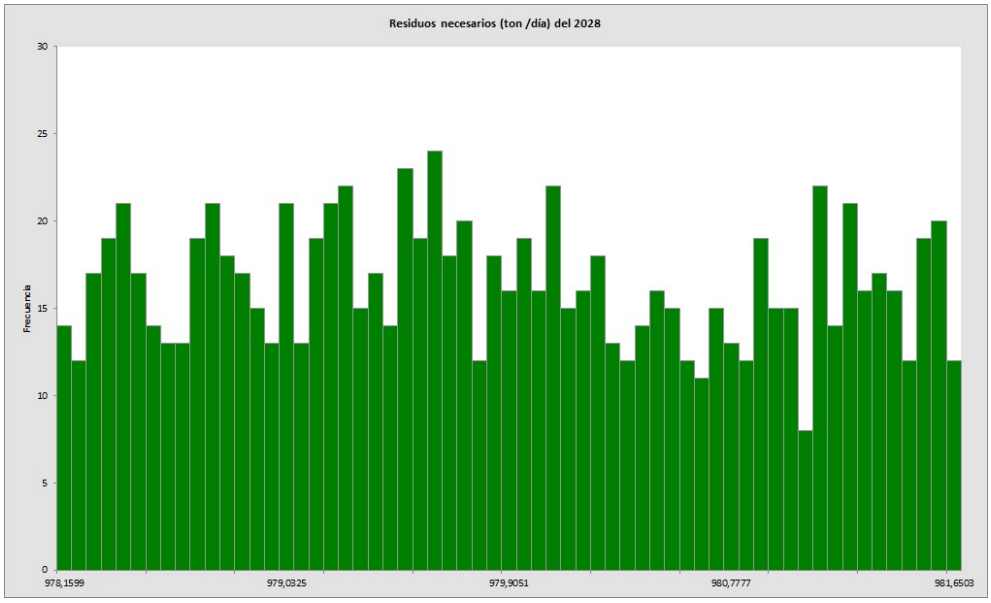


Figura 39.16: Histograma de las tn/día requeridas en el año 2028 para cumplir con los requerimientos de calorías

39.2.7. Abastecimiento de basura

Partiendo desde lo conceptual, el abastecimiento de basura es un factor clave para la operación de la planta pues es la materia prima a procesar para obtener la energía. Este abastecimiento puede verse afectado principalmente por incumplimientos en el aprovisionamiento del CEAMSE, ya sea por fallas en el TMB, falta de recolección de residuos o, simplemente, bajo nivel de servicio en el proceso.

Dado que *a priori* no puede definirse una distribución para el abastecimiento o no de la basura (que dependerá al 100 % de la decisión del CEAMSE y no de falta de residuos procesados, como se demostró en la sección de mercado) se analizará el efecto en el VAN a través del Tornado Chart tomando una distribución uniforme de abastecimiento entre 0 % y 100 %. Así se verá cómo impacta y si se deben tomar acciones de base (como ingeniería de contratos que garantice el abastecimiento), acciones que mitiguen el riesgo de manera parcial, o si no es necesario trabajar sobre este punto.

39.2.8. Diseño deficiente de ingeniería

La posibilidad de algún error al momento de dimensionar toda la ingeniería existe en todo proyecto, ya que al llevar a la realidad el proyecto pueden aparecer diferentes obstáculos y dificultades que pueden provocar que los procesos no muestren la eficiencia esperada. Por ejemplo, la incompatibilidad entre sistemas comprados a distintos proveedores.

Sin embargo, dada la envergadura del proyecto, la dimensión de la inversión inicial requerida y los tiempos de instalación, sumado a los margenes tomados en el estudio de ingeniería para estar seguros al dimensionar los equipamientos, permite llegar a la conclusión de que la selección de maquinaria y procesos realizada en el estudio de ingeniería hace que el riesgo sea eliminado.

39.2.9. Otros Riesgos

Existe el riesgo de fallas ajenas al proyecto que imposibiliten el suministro de la energía comprometida, por ello en el pliego de bases y condiciones del programa Renovar se define el término Energía Abastecida Ajustada, la cual es equivalente al total de la Energía Abastecida y Energía que el generador podría haber abastecido de no ser por causas ajenas a su proyecto. Entra en este caso como causa ajena al proyecto, la rotura de lineas de transmisión, si bien esta inversión es realizada por el proyecto, se vuelve propiedad de la empresa gestora de éstas. La actual linea tiene 8 kilómetros de largo y une el proyecto generador con el nodo Malaver de forma soterrada. La linea reposa sobre el suelo de la fosa que contiene lineas conductoras por lo que no está sometida a cargas mecánicas de tracción. La fosa y la ubicación de los cables cumple con normativas de seguridad nacionales a fin de evitar sobrecalentamientos en lineas por mala disipación del calor generado. Debido a esto, el ingeniero Daniel Alberto Fazzito, especialista semi senior en planificación de Red de Alta Tensión en Edenor sugiere que el riesgo de rotura por fallas eléctricas para el plazo del proyecto es nulo.

39.3. Riesgos Contractuales

39.3.1. Riesgo de atraso en la construcción

El pliego de bases y condiciones del programa RenovAr establece como fecha de suscripción aquella en la cual se firma el contrato de Abastecimiento entre el vendedor y Cammesa. A partir de dicha fecha, comienzan a correr los días hasta el Plazo Programado de Habilitación Comercial y la habilitación comercial la realiza Cammesa de acuerdo a los procedimientos establecidos, una vez cumplido este plazo y terminada la construcción. El Plazo Programado de Habilitación Comercial es elegido por el vendedor a la hora de presentar la oferta en el proceso de licitación en función del tipo de proyecto. En caso de no lograr alcanzar la fecha programada de habilitación comercial, el vendedor puede solicitar extensiones de plazo de hasta 180 días a Cammesa. En esos 180 días, el vendedor queda exento de multas por retraso en la habilitación comercial. En caso de no solicitar una extensión del plazo o de excederse de los 6 meses, el monto de la multa es de 1.388 USD por cada MW de Potencia Contratada por día de retraso. Para el proyecto en

análisis, se estima un plazo de 24 meses para el fin de obra y comienzo de la operación. Dado que el componente crítico del proyecto son las maquinarias compradas en el extranjero y su importación está avalada tanto por el pliego de licitación como por la ley nacional N° 26.190, sumado al plazo de 6 meses qué puede solicitarse en caso de atrasos en el alcance del hito de la Habilitación Comercial, se considera desde ya mitigado el riesgo de atraso en la construcción.

Otros componentes de la construcción son la obra civil, cuyo desarrollo y construcción en tiempo y forma estará asegurada a través de ingeniería de contratos (obligando al proveedor a cumplir los plazos o pagar multas por incumplimiento). Las cláusulas a tomar deben considerar, al menos, los siguientes puntos de mayor importancia:

- Ingresos. Pago de multas por el valor del lucro cesante por falta de operación.
- Costos. Recomposición de las multas que imponga CAMMESA por fallo en el despacho eléctrico.

Las habilitaciones, certificaciones y otros estudios a realizar están estipulados con sus tiempos asociados en el programa Renovar y en las normativas de las agencias reguladoras. Por otro lado, los diferentes requerimientos (estudios ambientales, certificados de seguridad e higiene, verificaciones de instalaciones, entre otros) tienen un plazo máximo de realización de 6 meses, pudiendo en su mayoría realizarse en una estadía temprana de la puesta en marcha de la planta. Por lo tanto estas, razones no impiden la terminación de la construcción y puesta en marcha en tiempo y forma.

39.3.2. Riesgo de falta de suministro de energía al comprador

Las bases y condiciones del Pliego Renovar Ronda 2 establecen multas a ser pagadas por el vendedor de energía (nuestro proyecto) en caso de no suministrar la Energía Comprometida en el contrato firmado al ganar la licitación. La Energía Comprometida se encuentra definida en dicho pliego como la energía eléctrica que el vendedor puede suministrar con un 90 % de probabilidad, valor que resulta del certificado RPE (Reporte de Producción de Energía) realizado y certificado por un consultor independiente calificado. A su vez, la Energía Abastecida es aquella que el vendedor efectivamente suministró al punto de conexión y la Energía Abastecida Ajustada es la energía abastecida más la que el vendedor no pudo entregar por causas ajenas a su proyecto.

Considerando a nuestro proyecto en conjunto con proyectos de biogás y biomasa, el pliego establece que si, para un año dado (llamado año de producción) no se alcanza a suministrar la Energía Comprometida, se tiene un plazo de dos años (llamados años de recupero), durante los cuales se debe abastecer la Energía Comprometida y la deficiencia de abastecimiento del

año de producción. Si en estos dos años de recupero no se alcanza a compensar la deficiencia de producción, en los 3 meses posteriores al fin del segundo año de recupero, se debe pagar una multa por un monto igual al Costo de Deficiencia (160 USD/MWh para cualquier tipo de generador) multiplicado por la diferencia entre la deficiencia de abastecimiento del año de producción y el exceso de la energía abastecida ajustada sobre la Energía Comprometida para los años de recupero.

En el caso de nuestro proyecto, la energía estipulada de generación e inyección es de 26,65 MW, teniendo en cuenta un factor de planta más probable de 90 %. Con la distribución triangular del factor de planta con mínimo 0,87 (generación anual de 25,76 MW), moda 0,90 (generación anual de 26,65 MW) y máximo 0,93 (generación anual de 27,54 MW), la Energía Comprometida, que es la energía eléctrica suministrable con un 90 % de seguridad, será igual a 26,158 MW con un factor de planta de 88,34 %. Esto quiere decir que, mientras la Energía Abastecida Ajustada sea igual o mayor a 26,158 MW para un Año de Producción dado, no deberá cubrirse deficiencia en los años siguientes.

El escenario en el cual se debería pagar multa es aquel en el cual, para un Año de Producción dado, la Energía Abastecida Ajustada sea menor a 26,158 MW. La probabilidad de ocurrencia de este evento es del 10 %, siendo el valor esperado de generación de 26,026 MW. Al mismo tiempo debería ocurrir que durante los dos años siguientes la producción no logre cubrir la suma de la Energía Comprometida de cada año más la mitad de la Deficiencia de Producción del Año de Producción, siendo la probabilidad conjunta de que ocurra ambos años, para el caso de Deficiencia de Producción promedio, de 1,8 %. Finalmente, la probabilidad de que ocurran ambos escenarios al mismo tiempo es de 0,18 % con una multa promedio por un valor de 166,500 USD, lo que nos da un monto esperado de multa de 300 USD. Dado el orden de magnitud de esta penalización, no será incluido en la simulación a ser llevada a cabo.

39.3.3. Factor de incentivo

El factor de incentivo calendario es un beneficio que otorgan los pliegos de RenovAr que tienen una fuerte influencia en la viabilidad de un proyecto y a la fecha, existe un riesgo potencial de que este no este presente en un próximo pliego. El factor de incentivo calendario se presenta en los pliegos de renovar como una tabla de valores que deben multiplicarse según año calendario al precio adjudicado para obtener el precio ajustado para cada año. De esta forma, se traen a fechas mas cercanas al presente mayores flujos de fondos incrementando el valor actual neto del proyecto. El factor de incentivo calendario estuvo presente en los programas RenovAr 1, 1.5 y 2 pero no fue aplicado en el pliego de RenovAr 3 (MiniRen) por lo que no se puede asegurar con certeza la existencia de ese factor en un futuro pliego.

Aplicado a este proyecto, la presencia o no de un factor de incentivo modifica la facturación que se obtiene año a año, de modo tal de incluso definir la viabilidad del proyecto. Sumada en términos nominales, la facturación es la misma a lo largo de la vida del proyecto en caso de aplicarse o no el factor de incentivo; sin embargo, descontados los flujos de fondos, estos no resultan iguales, incrementándose fuertemente el VAN del proyecto al aplicarse el factor de incentivo.

Dada la presencia del factor de incentivo en 3 de los cuatro pliegos que se presentaron mediante la dinámica de RenovAr, se decide analizarlo mediante la dinámica de escenarios atribuyéndole una probabilidad de ocurrencia de 75 % a la presencia de dicho factor en un nuevo pliego. El argumento se basa en una postura conservadora, ya que el único pliego que presenta este beneficio es el de RenovAr 3 (MiniRen), que es un programa RenovAr para pequeños generadores con características únicas. Sin embargo, se decide darle el mismo peso a este ultimo pliego para tener una visión mas conservadora sobre el riesgo.

La presencia de este incentivo o escenario no podrá ser medida como un indicador de una variable continua o discreta a lo largo del proyecto ya que esta será definida en el lanzamiento del pliego, por lo tanto, esto será una condición dada a la hora de licitar. Es por esto, que se plantea el análisis de escenarios ante la eventual presencia del incentivo en el pliego. Este escenario se analiza como variable dicótoma (hay o no hay factor de incentivo) y es independiente de otras variables.

Como estrategia ante el eventual escenario de ausencia del incentivo, se reconoce la necesidad de absorberlo. No es posible hacer frente al escenario menos favorable en base a las condiciones de pliego ya que este es un beneficio potencial en el cual no se puede tener influencia.

39.3.4. Beneficios fiscales

Riesgo que surge de la falta de aplicación de los beneficios fiscales que presentaron los programas renovar al día de la fecha. Estos beneficios se detallan en la Ley 27.191 por lo que su no cumplimiento implicaría una contravención por parte del Estado Nacional frente a la ”Ley de Fomento de Energías Renovables”.

Dentro del proyecto, se analiza que la falta de los beneficios fiscales que provee el Estado Nacional, posee un impacto tanto económico como financiero. La rentabilidad del proyecto disminuye debido a la falta de incentivos como la exención de aranceles de importación y también, trae un impacto financiero asociado que impacta a través de las amortizaciones aceleradas de bienes de uso o la devolución anticipada de IVA.

Al estar presentes todos los beneficios fiscales en todos los pliegos de RenovAr hasta la fecha y encontrarse detallados en la Ley de Fomento de Energías Renovables, se le atribuye una probabilidad alta de ocurrencia de 95 % a la presencia de estos incentivos en un nuevo pliego de RenovAr.

Este riesgo no puede ser medido como una variable continua o discreta ya que se lo analiza como un escenario del tipo dicótomo, debido a que la presencia o no de los beneficios fiscales será definida en el lanzamiento del pliego por lo que esto será una condición dada a la hora de licitar. Estos escenarios son independientes de otras variables y por lo tanto se rigen por su probabilidad de ocurrencia únicamente.

La estrategia frente a este riesgo es la de absorber; no se puede accionar sobre el riesgo en base a las condiciones de pliego ya que este es un beneficio potencial que podrá o no estar presente en el futuro.

39.3.5. Pesificación del precio adjudicado de la energía

Este riesgo deriva de la posibilidad de una reestructuración del precio adjudicado del proyecto a lo largo de su desarrollo como medida de ajuste por la situación económica pesificando los precios adjudicados. Como precedentes, se analizó la existencia de casos de incumplimiento de pagos por parte de CAMMESA, y no se encuentran eventualidades hasta el día de la fecha. Sin embargo, la calificadora Fitch (Octubre, 2019) advierte sobre el posible riesgo de pesificación de los precios adjudicados a los generadores.

Bajo la perspectiva del proyecto, este riesgo impacta en la facturación ya que se podrían tener ingresos menores a los esperados. En este sentido, es importante entender en cuando se da la pesificación de los ingresos y la evolución del tipo de cambio para los años posteriores entendiendo el costo de oportunidad perdida.

Se considera un riesgo de pesificación de los ingresos muy bajo debido a la carencia e antecedentes en medidas similares para proyectos generadores de energía. Por ende, se le atribuye una probabilidad a la pesificación de 5 %.

A forma de medición, se debe tener presente si se da o no el escenario de pesificación, por lo que este se vuelve un escenario dicótomo independientemente de otras variables que se puede manifestar en distintos años del proyecto y en consecuencia variar en la magnitud de su impacto. La manifestación de la pesificación en el flujo de fondos se ve dada por un cambio en la lógica de proyección de ingresos a partir del año en cual, de darse la pesificación, esta ocurre y afecta a ese y todos los años subsiguientes. El cambio en la lógica consiste en dejar de contar con un precio fijo en dólares actualizado por tipo de cambio nominal y el ajuste de inflación en dolares

fijo de 1,7 % y pasar a luego de convertir la tarifa a pesos con el tipo de cambio nominal del año de comienzo de la densificación a actualizar por el valor de la inflación de equilibrio proyectada de Argentina, dado a que este representa los objetivos de inflación que se tienen de referencia para fijar actualizaciones fijas.

Como primer estrategia frente a este riesgo, se decide mitigar el impacto mediante el uso de un instrumento de seguro con un tercero o mediante opciones reales de abandono.

39.3.6. Plazo de pago

Riesgo que surge de la extensión del plazo de pago por parte de CAMMESA por encima del plazo establecido en los pliegos de RenovAr. Esto se analiza desde la perspectiva de los días de atraso de CAMMESA.

Frente al presente proyecto, el riego implica un impacto financiero en el negocio aumentando la necesidad de caja mínima y por ende el capital operativo

Para analizar este riesgo, se estudia la curva de días de atraso de CAMMESA para determinar la curva de valores esperados que se presenta a continuación junto con el histograma de los días de atraso:

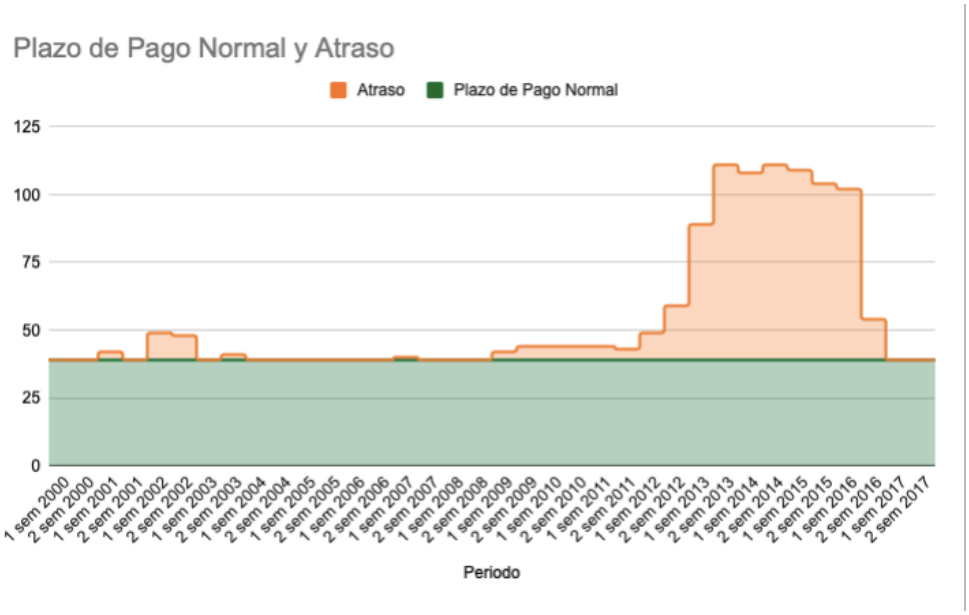


Figura 39.17: Plazo de pagos histórico de CAMMESA segregada por plazo normal y atraso. (CAMMESA, 2019)

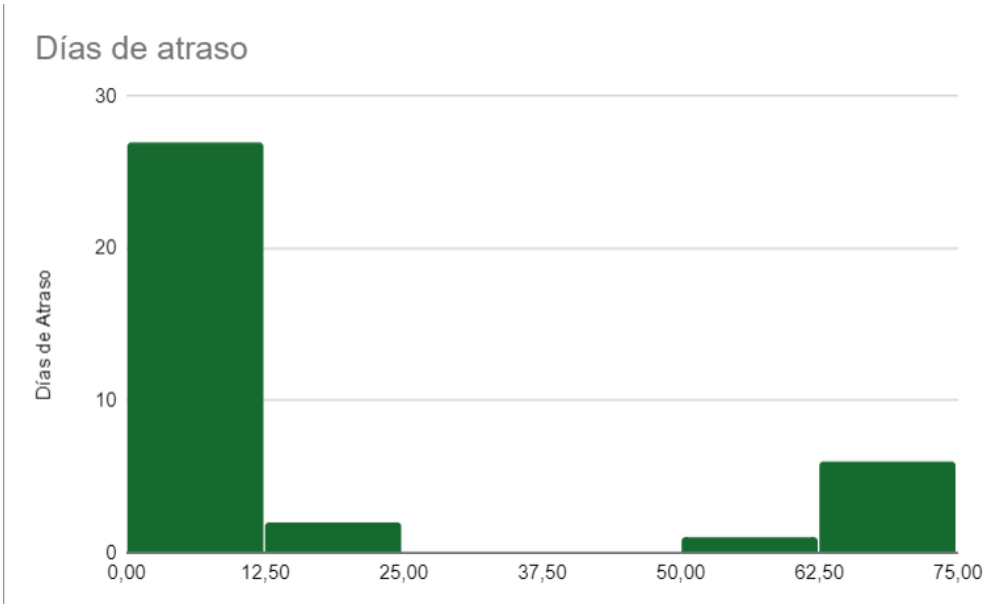


Figura 39.18: Histograma días de atraso de pagos CAMMESA.

Analizando los datos de días de atraso de CAMMESA, se llega a la conclusión de que el máximo atraso que histórico en el plazo de pagos que tuvo CAMMESA fue de 72 días.

Al día de hoy, en caso de que CAMMESA se exceda sobre los 39 días acordados de periodo de pago, el FODER se encarga de hacer cumplir con la obligación de pago. Dado que el FODER cuenta con fondos por 180 días de obligaciones de CAMMESA y que este valor supere incluso el doble del máximo histórico de atraso, se considera al riesgo como eliminado por parte del FODER.

39.4. Riesgos de Contaminación Ambiental

Al tratarse de un proyecto que depende fuertemente de una correcta gestión del impacto medioambiental, tanto por aspectos económicos (multas, impactos que lleven a frenar la generación eléctrica e inversiones elevadas en reparación) como socio-políticos (protestas en contra de un proyecto contaminante), este debe ser tenido en cuenta en el estudio de riesgos. Podemos estructurar el análisis en dos tipos de riesgos ambientales: aquellos relacionados con la operación continua de la planta y los asociados a una accidente ambiental o evento extraordinario.

- Riesgos de operación continua. Pueden ser tanto por emisiones gaseosas por chimenea, como también contaminación en la salida de agua.

  El principal riesgo se encuentra asociado al nivel de emisiones tóxicas generadas por la

planta. Sobrepasar un nivel de emisiones implicaría la reprobación de las auditorías ambientales señaladas en el estudio de ingeniería, con la consecuente penalidad por multas y cese de operación. Sin embargo, estos riesgos se encuentran ya mitigados a nivel ingenieril: existe un tratamiento previo de los RSU en TMB, filtros de manga para partículas en suspensión e inyección de insumos químicos (principalmente cal hidratada, carbón activado y amoníaco) para la separación de efluentes tóxicos como se explica en la sección 18.5. Estos equipos se encuentran con un sobredimensionamiento tal que sus capacidades ociosas para el caso base son del 10 % para el sistema de inyección de cal hidratada y superiores al 25 % para la inyección de carbón activado y filtro de manga. De manera que para el rango de variación posible en las proyecciones de composición de los residuos estudiada en el anexo K las emisiones se mantienen dentro del rango requerido. A su vez, el riesgo podría generarse principalmente por rotura de alguno de los dispositivos de tratamiento mencionados (cuyo impacto por reparación ya es incluido en el factor de planta) o por cambios en la composición de los residuos (riesgo mitigado, ya que los RSU se reciben pre-tratados por el TMB, donde se indica la potencialidad o no de incineración segura dependiendo de su composición).

Otro riesgo es por emisión en efluente acuoso. Esto se materializaría en la contaminación del Río Reconquista, con impactos similares a los generados por una auditoría negativa como sería en el caso antes mencionado. En proyectos donde se requiera una entrada y salida constante de agua de fuentes naturales, este riesgo debería mitigarse con un sistema de filtrado y tratamiento. Sin embargo, como para este tipo de plantas se recomienda (y en base a eso se dimensionó) un ciclo cerrado de refrigeración (Estepa, 2018), este potencial problema se encuentra mitigado; sólo se produce un ingreso de agua para recuperar la evaporada por condensación, es decir, no hay una salida de este fluido.

Por otra parte, según las regulaciones sobre límites de emisiones ambientales (tanto gaseosas como líquidas) dispuestas por la Provincia de Buenos Aires, el Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible (OPDS) y la Autoridad del Agua (ADA), manifestadas principalmente en el decreto 1074/18 y la reglamentación 445/18, se indica que las multas por incumplimiento de estas normas van desde 1 hasta 1500 salarios mínimos vitales (SNV). Siendo el promedio para el año 2019 de aproximadamente 300 dólares, la máxima multa a pagar es de 450.000 dólares, representando $\sim$ 1,5 % de la facturación anual. De acuerdo a la normativa, las sanciones son determinadas por la OPDS y/o ADA, y su severidad se establece según 5 clasificaciones desde muy leve (constituyen molestias a la población y/o medio ambiente) hasta muy graves (constituyen conductas que ocasionen un daño grave a la población o medio ambiente, con imposibilidad de revertir la situación creada si se continúa desarrollando la actividad industrial). Asimismo, existen factores graduantes de las sanciones como voluntad de regularizar las situaciones infraccionales,

obstrucción de desarrollo de tareas de inspección, reincidencia, entre otros que reducen o empeoran la sanción.

Teniendo en cuenta que la posibilidad de generar una falta muy grave a través de operación continua por emisión sobre los niveles permitidos es muy baja, y también el hecho que ante incumplimientos se buscará resolver rápidamente la situación con correcciones, se estima que ante algún incumplimiento la probabilidad de que la multa sea la máxima (o muy elevada) es muy baja como para que se justifique una simulación de su efecto. En caso de haber sanciones, serán de un monto tal que no afecte significativamente los flujos anuales.

- Accidente ambiental. Dado el tipo de operación de la planta, los principales riesgos de este tipo se encontrarían en eventos que pudieran ocurrir en los stocks de materiales. Estos pueden ser, principalmente: almacenamiento de RSU, almacenamiento de insumos y almacenamiento y RP. Para los tres casos, el principal impacto gira en torno al freno en la generación eléctrica, ya que las multas por el grado de contaminación que se pueda generar no son apreciables.

  Para el almacenamiento de RSU, el principal riesgo es la pérdida de lixiviados en fosa. Esto, de evidenciarse en una auditoría de suelos, frenaría la generación hasta su solución. Sin embargo, al tratarse de una parada muy poco probable de no más de una semana para su reparación, esto no genera un impacto significativo en el proyecto. A su vez, en caso de demorarse más en la reparación, se suele seccionar la fosa para operar a capacidad parcial y no detener la producción (incrementando la rotación de RSU). Es por estos motivos que el riesgo se encuentra mitigado.

  En cuanto al almacenamiento de materiales, los principales riesgos se encuentran en torno a las pérdidas que puedan generar los tanques de cal hidratada, carbón activado o amoníaco. Sin embargo, cualquier pérdida de los tanques ubicados fuera de la planta no interrumpiría la operación y toda pérdida en la conexión interna de la planta sólo frenaría la generación en una tasa ya considerada dentro del factor de planta.

  Respecto a los riesgos generados por el almacenamiento de residuos peligrosos, estos se asocian principalmente a la rotura de los tanques de almacenamiento. Sin embargo, debido a que el stockeo se realiza fuera de la central, esto no implica frenar la generación. Por otro lado, al operar bajo los estándares recomendados para esta industria (European IPPC Bureau, 2018), este evento es poco probable y de bajo riesgo, especialmente considerando que el stock de residuos peligrosos es bajo (alta rotación).

39.5. Otros riesgos

39.5.1. Riesgo de parada por protesta de organizaciones medioambientales

A nivel mundial, la extensa aplicación de Waste to Energy cumple como respuesta de impacto ambiental neto positivo a la mala o nula gestión integral de los residuos solidos urbanos. Sin embargo, como se mencionó en el análisis de stakeholders del estudio de mercado, existe un riesgo de protesta por parte de las organizaciones ambientales, las cuales se posicionaron en contra de la reglamentación de la incineración de RSU para valorización energética al modificarse la ley basura cero de CABA. (“Ley N° 5966”, 2018)

Al tomar de referencia el impacto que han tenido los reclamos de las organizaciones ambientales en casos de aplicación de incineración de RSU en plantas funcionales, se puede observar que salvo limitadas excepciones no suelen producir el cese de actividades permanente de la planta. Destacándose el caso de del cierre de una planta de incineración en la ciudad de Detroit (EEUU), luego de mas de 20 años de protestas de organizaciones ambientales y comunidad de vecinos de la planta (Energy News Network, 2019). A pesar de que el cierre de la planta es poco probable, dado el limitado historial de estos sucesos sumado al hecho de la planta encontrarse en el predio del CEAMSE, se decidió simular la probabilidad de interrupciones temporales de la actividad por protestas que impidan el acceso de los operarios a la planta. Dada la duración potencial de las interrupciones y el efecto en la curva de arranque de re-comenzar el proceso, este riesgo se modeló mediante la interrupción de la facturación de la planta por un mes con una probabilidad de ocurrencia de 5 % por año, de manera que ocurre en promedio una vez en los 20 años del proyecto.

Este riesgo podría ser mitigado mediante una inversión en una campaña de gestión de relaciones públicas e imagen de planta, que reduzca la probabilidad de ocurrencia de una protesta.

39.5.2. Riesgo de parada por protesta gremial

Existen dos tipos de protestas que podrían afectar la operación de la planta: aquellas asociadas al suministro de residuos y el potencial paro de los empleados de la planta.

En cuanto al suministro de residuos, se debe considerar la potencial protesta de empleados del CEAMSE y/o de las recolectoras de residuos. Para el caso del CEAMSE, el sindicato de referencia es ”Asociación Gremial Obreros y Empleados de Ceamse”, el cual no registra una cantidad de paros que afecte significativamente la operación de la planta (AGOEC, 2019). Como la mayor cantidad de paros registrados en un año es de cinco, los cuales fueron

espaciados a lo largo de este, se puede decir que el paro de operarios del CEAMSE no afectaría considerablemente la operación de la planta, debido a que, de no contarse con el output del TMB, se tiene stock de RSU por tres días, lo cual cubre los requerimientos mientras dure el paro. En cuanto a los paros registrados en empresas recolectoras, el análisis es similar: como no se registran demasiados por año y por lo general no se hacen continuados, no resulta en un problema para el abastecimiento seguro de residuos a la planta. Como conclusión, al tratarse de medidas de fuerza que afectan enormemente la calidad de vida de la población (los residuos permanecen en la calle y los hogares, afectando la circulación peatonal, salubridad y drenaje en caso de lluvias), los reclamos que representan suelen resolverse en pocas horas.

Respecto a la posibilidad de paros por parte de los obreros de la planta, la mayor historia que tenemos como comparativo es el gremio de referencia: ”Luz y Fuerza”. Los paros efectuados por este sindicato suelen apuntar a la negociación salarial y/o reclamo de mejora en las condiciones laborales. Debido a esto, su frecuencia suele ser mayor que los antes mencionados, con duraciones más extensas (muchos se anuncian por tiempo indeterminado) (Luz y Fuerza, 2019). De esta forma, es necesario considerarlo en el análisis de riesgo; por este motivo, se incluye su efecto dentro del factor de planta exigido, según se explicó en la sección 39.2.1.

CAPÍTULO 40: IMPACTO DE RIESGOS

Con el objetivo de priorizar los riesgos analizados según su grado de criticidad para la rentabilidad del proyecto y determinar la necesidad de mitigación de cada uno. Se procedió realizando análisis de sensibilidad y de impacto donde pudieran observarse los efectos aislados de los riesgos en sus extremos y la sensibilidad de la distribución de resultados tomando en cuenta los efectos combinados y la probabilidad de ocurrencia o dispersión de la variables de riesgo.

La primer herramienta utilizada fue el tornado chart, para análisis de impacto, que analiza los extremos de la distribución de rentabilidad objetivo variando un factor a la vez por lo que analiza efectos aislados sin ponderar por probabilidad de ocurrencia. Como se profundiza en la subsección 40.1 la principal conclusión de este análisis son los riesgos que por su alto impacto aislado independientemente de su probabilidad de ocurrencia deben ser eliminados previo a la realización de la inversión, como debe hacerse con el riesgo de abastecimiento de RSU, o que deben ser ampliamente mitigados, como el riesgo de pesificación mediante el uso de opciones reales. Por otro lado, para el análisis de sensibilidad, se observó la sensibilidad de los resultados de la simulación de Montecarlo del modelo de proyección de estados de resultados variando las variables de riesgo con las distribuciones estudiadas y se confeccionaron las matrices de riesgo vs impacto con el objetivo de mapear estratégicamente los riesgos del proyecto como se puede ver en la sección 40.2.

Los análisis se realizaron tanto para escenario con tipping fee como sin tipping fee, llegando a resultados análogos por lo que se representan los estudios del escenario con tipping fee por ser el más relevante dado que la existencia de este es fundamental para la ejecución del proyecto. La metodología de simulación de Montecarlo, junto con las distribuciones de probabilidad de los resultados y su análisis, se encuentra en la sección 43.1

40.1. Análisis de impacto

Como puede observarse en los resultados del tornado chart en la figura 40.1 los principales riesgos en termino de la magnitud de su impacto para los escenarios extremos negativos son

el abastecimiento de RSU y la pesificación del precio adjudicado. Su impacto en el VAN del proyecto es notorio por lo que se procederá a construir las estrategias para gestionar los riesgos de manera inteligente evitando la exposición innecesaria y aumentando el valor del proyecto en sí. En particular, la relevancia del impacto del abastecimiento de planta era predecible dadas las características de las maquinarias altamente costosas (debe recordarse que esta es una industria capital intensiva) y diseñadas a medida que deben utilizarse para este tipo de proyectos. Del análisis de impacto se verifica esta criticidad en la fijación del abastecimiento de RSU por contrato, mediante las cláusulas detalladas en la subsección 41.1.2.3.

La naturaleza del proyecto de requerir operar con el máximo nivel de ocupación posible para mantenerse rentable, explica la presencia de riesgos operacionales y sociales que paran la planta entre los principales impactos detectados. Ya sea el suceso de protesta social o los riesgos representados por el factor de planta, se debe buscar limitar la probabilidad de ocurrencia de estos eventos para maximizar los indicadores de operación o mitigar las pérdidas generadas por una caída en la actividad.

Por otro lado, se observa que el proyecto cuenta con riesgos que también presentan posibilidades de impactar positivamente. Como el caso de los macroeconómicos que muestran una posición *long* respecto a la variaciones del tipo de cambio, dado que los ingresos se encuentran dolarizados y parte de los costos en pesos argentinos, *short* respecto a la inflación en pesos, dado su impacto en una fracción de los costos, y *short* en el caso de la inflación en dólares dado que la actualización inflacionaria de los ingresos es fija por contrato y gran parte de los costos se encuentran dolarizados. Adicionalmente, se puede ver que el impacto negativo de los estallidos de inflación argentina es superior al del valor de equilibrio a largo plazo, lo que tiene sentido ya que la distribución de boom de inflación representa el aspecto más volátil y drástico de la inestabilidad inflacionaria argentina.

En el caso de los insumos, al ser de baja volatilidad en términos reales, la posición *short* respecto a estos es menos relevante que los riesgos macro-económicos o los operativos que afectan la capacidad de la planta de operar a máxima capacidad. Siendo el insumo de mayor riesgo la cal hidratada dado a que esta representa el 67 % de los gastos totales en insumos tomando como referencia el año 2028 del escenario base.

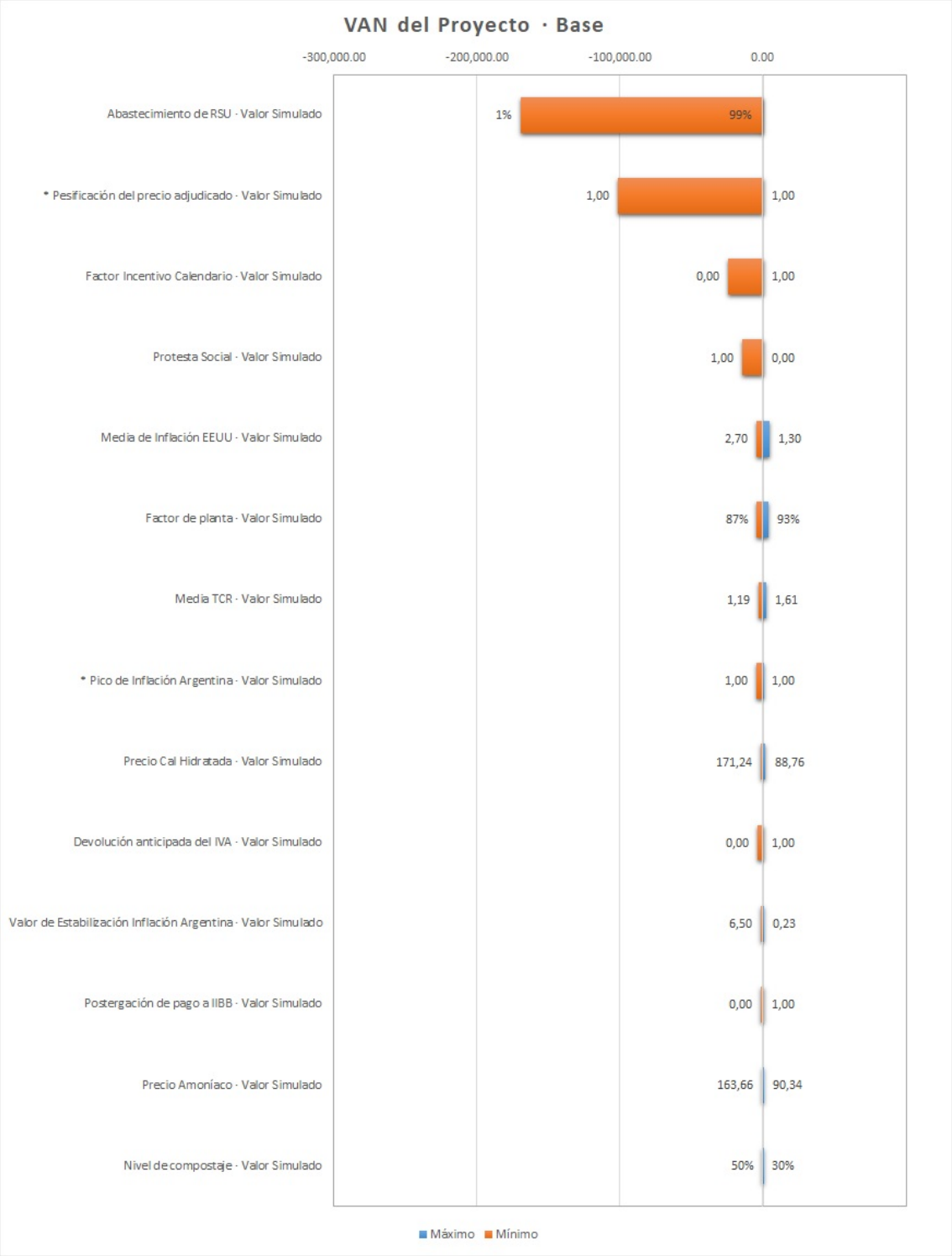


Figura 40.1: Tornado Chart con tipping fee.

40.2. Analisis de sensibilidad

Para el análisis de sensibilidad, así como para todos los análisis posteriores se eliminó el riesgo de abastecimiento de RSU a través de ingeniería de contratos. Su criticidad e impacto en

el VAN dejaban entrever la magnitud de su impacto y era necesario tomar esta decisión tanto para poder operar con normalidad como para poder analizar el resto de los comportamientos sin tener problemas de escala. De otro modo no tendría sentido analizar las distribuciones de resultados y su sensibilidad.

Además de la ya explicada ausencia del abastecimiento de RSU, como se puede observar en el análisis de sensibilidad de la distribución del VAN del proyecto de la figura 40.2 los riesgos que mejor explican la volatilidad de la rentabilidad no se encuentran en el mismo orden que en el análisis de impacto. Esto se debe a que la probabilidad de ocurrencia es tomada en cuenta y especialmente los sucesos de alto impacto y baja probabilidad, como el riesgo de protesta social, su relevancia queda reducida desde este enfoque. De manera que Factor incentivo calendario, la media de inflación de Estados Unidos y la protesta social son los riesgos que explican en mayor medida la variabilidad del VAN del proyecto. Es importante destacar que los riesgos de ocurrencia eventual como el boom de inflación y el riesgo de pesificación no figuran en este análisis ya que cada año donde puede ocurrir uno de estos sucesos genera una sensibilidad individual, la cual no puede ser agregada por esta herramienta.

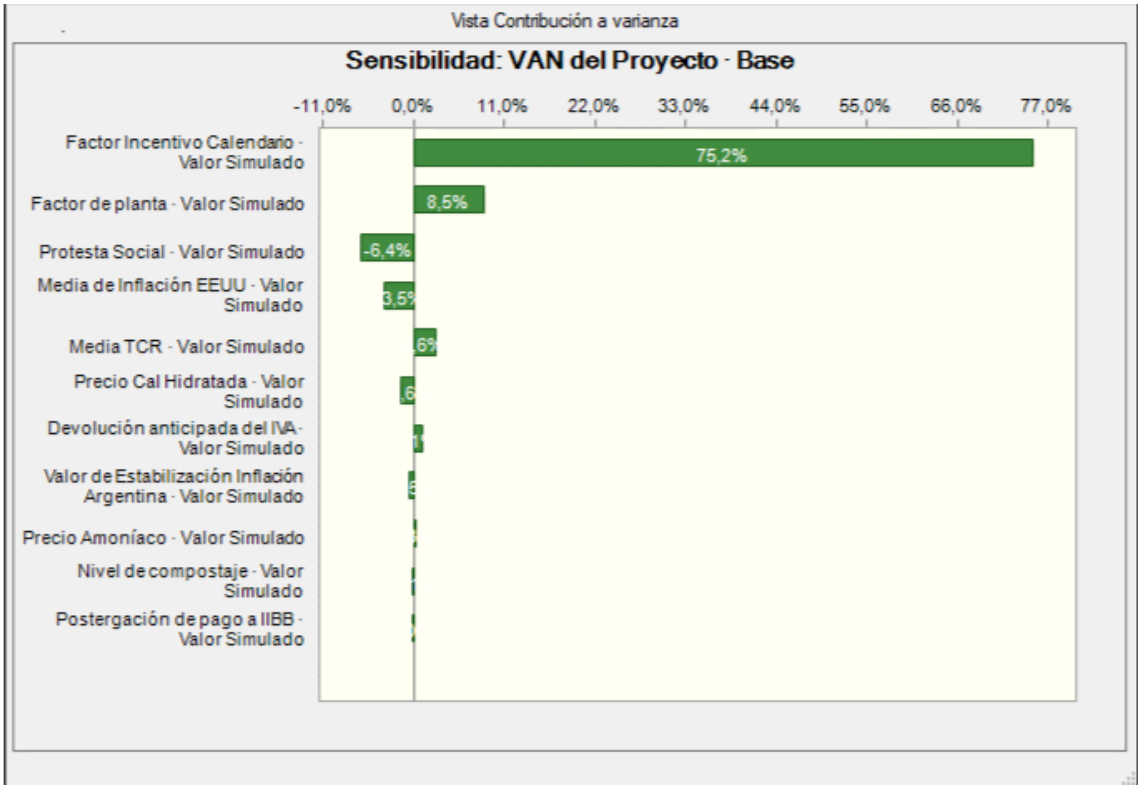


Figura 40.2: Análisis de sensibilidad del VAN.

Tomando en cuenta los resultados del análisis de impacto y la probabilidad de ocurrencia en casos de los sucesos, y la variabilidad de los riesgos variables se mapearon los riesgos en matrices impacto vs probabilidad (figura 40.3) e impacto vs variabilidad (figura 40.4).De la

división de estas matrices en cuadrantes se puede ver que el cuadrante más crítico, el de alto impacto y variabilidad, se encuentra vacío ya que no hay otros factores críticos adicionales a los ya nombrados y aislados del análisis, como es la necesidad de eliminar el riesgo de aprovisionamiento. Si se analizan los otros cuadrantes se puede observar como las variables de riesgo más relevantes mencionadas previamente como el risgo de pesificación, factor de planta, inflación americana y media de tipo de cambio real se encuentran dentro del cuadrante restante de alto impacto indicando que se debe concentrar los esfuerzos en mitigar estas variables. Para los riesgos de cuadrantes inferiores se los debe monitorizar y analizar su mitigación mientras más cerca se encuentren de poder desplazarse a los cuadrantes más relevantes, como es el caso del precio real de la cal hidratada.

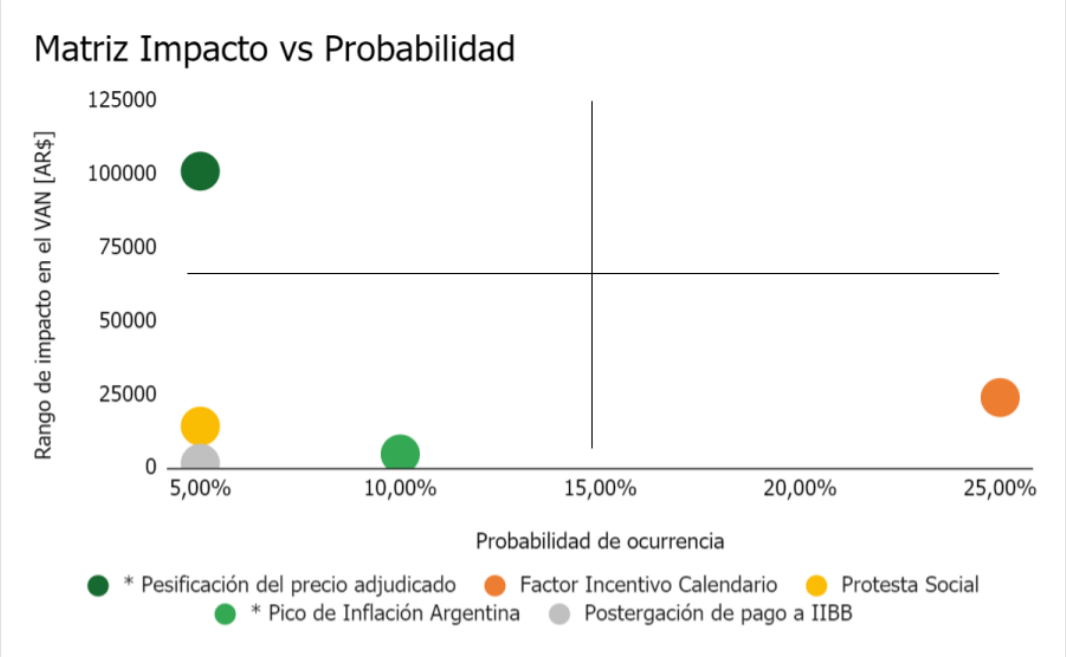


Figura 40.3: Matriz Impacto vs Ocurrencia

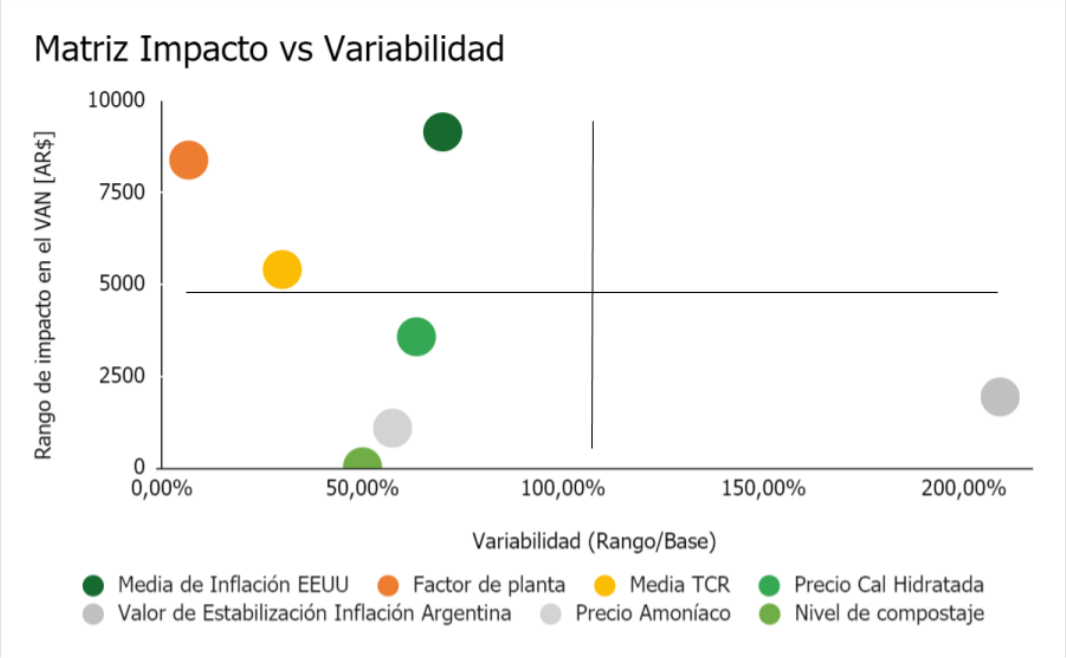


Figura 40.4: Matriz Impacto vs variabilidad

Finalmente para los riesgos principales en conjunto con los riesgos de incidencia anual se gráfico el spider chart correspondiente en el cual se pueden visualizar las posiciones long y short mencionadas, el impacto que generan y la sensibilidad representada por la pendiente media de las curvas. La pesificación tiene un comportamiento que *no es monótono* y sumando esto a su eventualidad no tenía sentido graficarla como parte del spider chart.

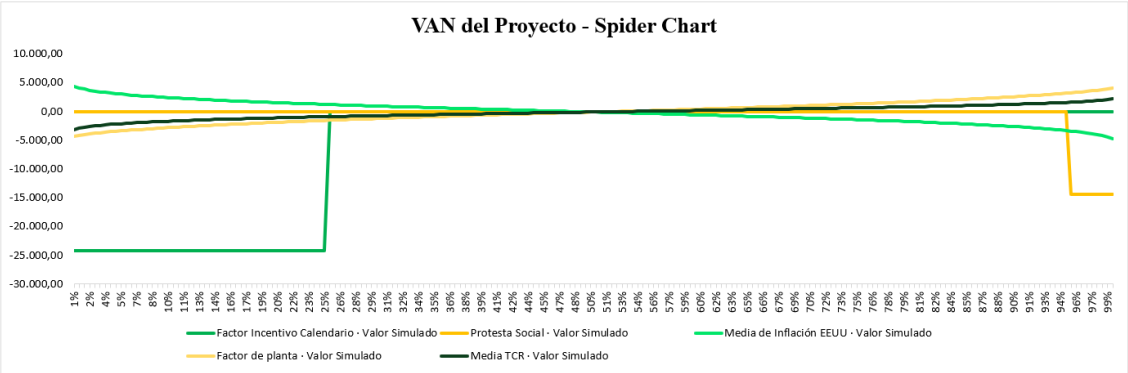


Figura 40.5: Spider chart de riesgos principales.

CAPÍTULO 41: GERENCIAMIENTO DE RIESGOS

En la presente sección se analizan y proponen diversas estrategias de gerenciamiento de los riesgos enunciados previamente que no se encuentren mitigados; es decir, se definen las mitigaciones sobre esos riesgos corridos en *Crystal Ball* que se consideró de interés simular (excluyendo los riesgos ya mitigados que se optó por no simular matemáticamente; ver explicaciones en la sección que se listaron los riesgos). Se analizará tanto instrumentos de gerenciamiento de riesgos empleando derivados financieros, ingeniería de contratos y opciones reales.

41.1. Cobertura de riesgos

41.1.1. Riesgos Macroeconómicos

Los principales riesgos macroeconómicos simulados se ven representados en la tasa de cambio y la inflación argentina.

41.1.1.1. Tasa de cambio

Como se observa en el Tornado Chart, el proyecto posee una posición ”Long dólar”, es decir, con resultados favorables ante el incremento de la tasa de cambio. Sin embargo, las variaciones de la TC que resultan desfavorables al proyecto pueden mitigarse tomando ciertas medidas de cobertura.

Por un lado, una variación en caída de la tasa de cambio afectaría principalmente la facturación esperada, impactando en forma directa sobre el VAN. Sin embargo, este escenario es muy baja probabilidad, por lo que puede considerarse despreciable. En otras economías donde su ocurrencia es más recurrente, de existir un mercado de derivados en energía eléctrica el riesgo puede disminuirse bajo la venta de, por ejemplo, contratos futuros (Leandro Fisanotti, 2011). Para el caso argentino en que no existe mercado de derivados para electricidad, esto no se aplica (consulta al experto en mercado eléctrico Ing. Sabino Mastrangelo).

Por otro lado, la variación positiva de la tasa de cambio impacta, principalmente, en los puntos que siguen:

- Compra de insumos. Encarece la compra de insumos en dólares. Este caso se analiza en forma particular en la sección 41.1.2.
- Gastos de mantenimiento. El mantenimiento específico de la mayoría de los equipos y aparatos se paga en dólares. Este se contrata a terceros en forma particular. Ante un incremento de la tasa de cambio nominal, las erogaciones en pesos resultarían mayores a las esperadas, afectando la rentabilidad del proyecto. Para mitigar este efecto, se suele recurrir a la ingeniería de contratos; la práctica más habitual es incluir cláusulas de corte para la TC a pagar (CPA, 2009). Para este caso, se consideró un contrato que fije por cláusula el valor de corte para tasa de cambio igual a la proyección base del estudio económico-financiero realizado previamente. Ante variaciones por encima de este valor, la diferencia a pagar se realiza diferida al año siguiente.

  La principal desventaja de este tipo de contrato es la mayor exposición del pago diferido a variaciones de la TC; si la tasa de cambio se dispara al año siguiente, el valor descontado de los pagos puede ser aún mayor que de si no se hubiera implementado esta cláusula (a largo plazo, este riesgo extra se atenúa por la baja probabilidad de que este escenario se repita todos los años). Por otro lado, debe considerarse el riesgo de no implementación de esta cláusula, de fallar la negociación con los proveedores.
- Pago de intereses de deuda. Como se trata de un préstamo en moneda extranjera, los intereses a pagar son en dólares. Un incremento de la tasa de cambio por encima de lo previsto genera un compromiso de pago que, en pesos, es mayor al planificado. Como cobertura ante este escenario, se optó por la compra de futuros de dólar en el mercado ROFEX (Mercado a Término de Rosario) a renovar en forma anual. El costo de operación con futuros se estima de un 0,5 % según los operadores de mercado consultados (Bull Market Brokers, 2019). Las principales desventajas asociadas al uso de este instrumento son la exigencia de pago de un depósito previo en la Cámara de Compensación que cubra el margen de riesgo existente y, a su vez, el margen negativo que generaría un precio spot del dólar por debajo del futuro contratado.

41.1.1.2. Inflación Argentina

La inflación en moneda local afecta fuertemente las cuentas expuestas en pesos, como fue analizado con los resultados de la simulación. Para lograr desarrollar una estrategia de cobertura eficaz, se debe entender la naturaleza del impacto en las principales cuentas expuestas. Estas son:

- Servicios asociados. Se trata de los servicios contratados con un tercero. Debido al mayor capital expuesto y la mayor posibilidad de mitigación, es conveniente enfocarse en los contratos con privados; principalmente los que hacen al transporte y disposición de cenizas y residuos peligrosos, y al transporte de RSU. Para estos casos, se propone una ingeniería de contratos que contemple el pago diferido del monto que se encuentra por sobre el valor de inflación esperado. Para esto, se considera una cláusula en cada uno de estos contratos que señale a los valores de inflación estimados anteriormente como los esperados; situando todo desvío por sobre este valor como un pago diferido al año siguiente.

  El principal riesgo asociado a este método de mitigación se asocia a su implementación; tanto por la dificultad de negociar la cláusula (es más desventajosa que la antes enunciada para cobertura de la TC, ya que el monto diferido es en pesos) como el seguimiento a largo plazo de la inflación (debe explicitarse claramente el índicador a usar para trackeo de la inflación y medidas adicionales a tomar ante falta o baja confiabilidad de estos datos).

- Pago de sueldos. El pago de sueldos se encuentra afectado a la variación de la inflación, ya que esta es la principal variable considerada en la renegociación de sueldos. Sin embargo, como la mayoría de los operarios de planta trabajan bajo convenio colectivo de trabajo, los sueldos son fijados por la paritaria en cuestión (se toma como referencia la realizada por Luz y Fuerza). De esta forma, se considera intrascendente la aplicación de métodos de cobertura sobre el capital expuesto al riesgo inflacionario por pago de sueldos.

- Tenencias en caja y crédito por ventas. Son las principales cuentas del activo que sufren resultados negativos por exposición a la inflación. Sin embargo, como la caja se encuentra minimizada para hacer frente a la erogaciones inmediatas (dos meses de caja) y el crédito por ventas es corto (hasta dos meses de pago según contrato RenovAr), el nivel de exposición resulta bajo y no se justifica la evaluación de un método de cobertura aquí.

41.1.2. Riesgos Operativos

41.1.2.1. Factor de planta

En este caso el riesgo está dado por un bajo factor de planta (o *conversion factor* según su equivalente en inglés) que evidencia la ocupación de los activos en uso. Siguiendo los benchmarks de la industria, se puede apuntar a un factor de planta que supere el 90 % ((U.S.), of Energy. Office of Scientific, & Information, 2013), (RTI International, 2015). En este caso uno de los factores más importantes es mantener altos estándares de mantenimiento preventivo y predictivo (Levitt, 2011), y a través de su correcta aplicación y monitoreo

entonces se puede redefinir la cota de factor de planta, aumentando su mínimo de 87 % a 90 %. Los principales riesgos asociados a este método de mitigación se encuentran asociados con su implementación; por falta de supervisión o cultura que apunte al seguimiento de un mantenimiento preventivo y predictivo se puede caer en su subejecución, con los costos asociados de las herramientas y capacitación ya hundidos. Por otro lado, una implementación que requiera elevada cantidad de paradas de planta para controles terminaría afectando, sin buscarlo, su disponibilidad. Finalmente, el seguimiento de un plan de O&M muy estricto podría requerir un sobre dimensionamiento de la planta de FTEs, resultando en mayores costos asociados.

41.1.2.2. Nivel de compostaje

Como puede verse en el Tornado Chart (Figura 40.1), el nivel de compostaje no genera una variación considerable en el VAN del proyecto. Por este motivo, no se diseñan estrategias para mitigar el riesgo, porque no se lo considera lo suficientemente relevante. Puede llegarse a esta conclusiones tanto por ver el Tornado Chart, como al entender su posición de manera ordinal (último en la lista).

41.1.2.3. Abastecimiento de RSU

Como puede verse en el Tornado Chart, este es el riesgo más inminente y que genera mayor variación en el VAN. Esto tiene su explicación lógica: desde una perspectiva de procesos, el input es la basura que entra y el output la energía inyectada a la red. Por otro lado, y con fines de validar los números que el modelo arrojaba, se comentó esta situación con expertos para comprender si los resultados eran lógicos obteniendo un visto bueno desde ese lado.

Con los puntos señalados anteriormente a consideración, se decidió buscar una estrategia que eliminara el riesgo, y con estos fines se dispuso realizar ingeniería de contratos a través de un contrato de suministro. Esto significa que el proveedor de RSU (en este caso, el CEAMSE) se comprometerá a suministrar lo acordado en tiempo y forma. En caso de no hacerlo, incurrirá en fuertes multas a modo de moratorias de abastecimiento, que a su vez funcionen como un incentivo para que la contraparte cumpla sus obligaciones. Yendo a mayor detalle, las cláusulas a incorporar en el contrato deben asegurar, por lo menos, que las multas a pagar por el CEAMSE compensen la baja en rentabilidad generada por el desabastecimiento. Principalmente, se debe tener en cuenta:

- Corriente de ingresos. Se exigirá el pago del lucro cesante por desabastecimiento de RSU, considerando todos los incentivos del plan RenovAr.

- Corriente de costos. Se exigirá, principalmente, el pago de los costos asociados con la puesta en marcha de la planta post parada por desabastecimiento y la compensación de las multas que dicte CAMMESA por el incumplimiento en el despacho de energía.

El principal riesgo extra asociado a esta forma de mitigación es la imposibilidad de incorporar las cláusulas, debido al amplio poder de negociación que presenta el CEAMSE al ser el único proveedor de RSU que puede satisfacer nuestra demanda. A su vez, debe considerarse la posibilidad de incumplimiento parcial del suministro, que puede causar una entrega diaria inferior a la pautada en pequeñas cuotas (es decir, no exactamente el 100 % de lo pautado); de no controlarse, esto dispara la alarma de un quiebre de stock a futuro, con los costos extra asociados al aprovisionamiento rápido de la materia prima faltante.

41.1.2.4. Amoníaco: Contrato futuro

Como se puede observar en el Tornado Chart, el precio del amoníaco no genera una variación considerable en el VAN, ubicándose de forma ordinal como la anteúltima variable. De todos modos, se analizaron diversas alternativas para mitigar este riesgo, en principio porque hay varias disponibles a la mano de fácil implementación, bajo esfuerzo y alta efectividad. Una de estas es el uso de futuros o *futures*, que tienen como punto de llegada eliminar (o disminuir en la mayor forma posible) la variación que pueda llegar a existir en el precio del amoníaco. En primera instancia, se analizó el mercado de futuros en Argentina, operado en su mayoría por ROFEX (Mercado a término de Rosario), donde se encontraron tres futuros: soja, trigo y maíz. A la hora de explorar cuáles de estos podrían servir para la estrategia de cobertura, se encontró una correlación entre el precio del amoníaco y el precio de la soja de aproximadamente el 70 %, lo cual muestra que la variabilidad del amoníaco es parecida a la de la soja. Esto tiene su explicación lógica: el amoníaco es el principal componente de la urea, fertilizante utilizado para la soja. Con esto en mente se utilizarán futuros de soja para cubrirse de la variación en el precio del amoníaco (Ósk Finsen, 2018), pagando así:

- Comisiones para la operación del futuro. Aproximadamente 1 % en función de lo consultado con las operadoras del mercado (Bull Market Brokers, 2019).
- Diferencia eventual de flujo de fondos a cubrir. Como desventaja de la implementación de este instrumento, debe considerarse que si bien puede que a nivel agregado los errores se compensen (beneficios o aportes necesarios según el caso), pero existe la posibilidad de tener que erogar fondos para cubrir la diferencia de precios del futuro, en caso por ejemplo de que la soja caiga y el amoníaco caiga menos. Se aproxima este efecto, en su conjunto, como un 4 %.

En cuanto al flujo de fondos de un futuro para cubrirse de la eventual suba de un commodity, es importante destacar:

- El flujo de fondos existe recién en *maturity*. No se desembolsa dinero para comprar el futuro o venderlo, según corresponda.
- El valor desde la perspectiva de riesgos está en reducir la variabilidad. Puede que, como en este caso, el precio promedio del commodity suba pero es predecible y se mantiene estable.
- Los futuros son operados en el mercado de futuros (ROFEX), lo cuál establece un precio y aporta liquidez.
- Bajo la hipótesis de no arbitraje, el futuro se valúa afectado por la tasa libre de riesgo, el tiempo hasta *maturity* y los costos de tener el activo (mayormente *holding cost*).

41.1.2.5. Cal Hidratada y Carbón Activado: Contratos Forward

Como puede observarse en el Tornado Chart, el impacto de variaciones en el precio de la cal hidratada no genera una variación considerable en el VAN y, como se explico en el apartado de identificación de riesgos, no se consideraron variaciones en el precio del carbón activado por ser su variación un 1 %, como máximo, del gasto operativo. De todos modos, se consideran alternativas para la mitigación de los riesgos asociados a variaciones tanto del precio de la cal hidratada como de carbón activado, los cuales son suministrados por FGH Construcciónes y Tianjing TIWH IMP. & Exp. Co. LTD respectivamente, se utilizará una modalidad similar a la mencionada en el punto anterior. Se plantea la firma de contratos anuales de tipo forward directamente con el proveedor por un precio en dolares igual al precio del bien en mercado spot multiplicado por uno más la tasa libre de riesgo anual y ejecutable en el plazo de un año para realizar la transacción de bienes.

Bajo esta modalidad el proyecto mitiga la variación y el riesgo de que sus costos operativos se encarezcan. Acota sus ganancias ya que el bien subyacente puede tomar un precio spot mínimo de 0, escenario desventajoso en el cual, habiendo obtenido un contrato forward, se pagaría un precio más caro que el de mercado; y el vendedor por otra parte, acota sus ganancias pero asegurando un flujo de dinero positivo futuro. Como desventajas adicionales, respecto a la implementación de futuros, debe considerase el riesgo implícito en el uso de este tipo de instrumentos: la falta de liquidez para comercializar el contrato (al ser un documento OTC) y el riesgo de incumplimiento no mitigado por una Cámara Compensadora (en consecuencia, la pérdida ocasionada por el incumplimiento de una de las partes ante el

vencimiento del contrato forward es el costo de reposición de dicho contrato, medido como la diferencia entre el precio pactado y el precio de mercado actual del contrato).

41.1.3. Riesgo de incumplimiento ambiental

Debido al significativo impacto ambiental que puede causar un mal tratamiento de los residuos incinerados, es esencial asegurarse que los desechos y emisiones generadas en la planta cumplan en todo momento las normas ambientales impuestas. Si bien podría pensarse que es un riesgo potencial y muy sensible, al dimensionar la planta se tiene en cuenta el cumplimiento compulsivo de las normas ambientales. Los proveedores de equipamientos para controlar las emisiones aseguran el funcionamiento de estos, e incluso asumen responsabilidad en caso que estos dispositivos no funcionen adecuadamente (forma de gerenciar el riesgo mediante la transferencia de este). Por otra parte, es también fundamental tener la disponibilidad de materiales que son materia prima para los procesos de control de emisiones. La provisión de estos elementos fue mitigada en las secciones anteriores (mediante ingeniería de contratos). Estas argumentaciones permiten entender que el riesgo ambiental ya está gerenciado y cubierto por lo que no es necesario realizar alguna acción extra para cubrirse de un potencial riesgo.

41.1.4. Riesgo de aprovisionamiento de RSU

Dada la enorme cantidad de residuos que se disponen diariamente, es muy dificil pensar en la idea de una escasez de residuos para poder funcionar normalmente. El único riesgo posible es el de no funcionamiento y aprovisionamiento de residuos ya separados por parte del TMB. Para ello se utilizan dos mecanismos de gestión de riesgos. Por un lado, está el stock de seguridad de residuos en la planta para poder funcionar por un período de tiempo aún sin abastecimiento de esta materia. Por el otro, el contrato llevado a cabo con el TMB, similar al que celebrará con el resto de los proveedores. Este consistirá de una obligación de abastecimiento (y por ende de compra por parte nuestra) diaria de residuos suficientes para poder operar la plante, y en caso de no cumplir, fuertes multas se definirán en el contrato.

41.1.5. Otros riesgos

En esta categoría se encuentran los riesgos de protestas sociales. Éstos son capaces de parar la operatoria de la planta por un tiempo determinado y disminuyendo, entre otras, la facturación de manera directa. Uno de los grandes puntos encontrados a lo largo del desarrollo del presente trabajo es el desconocimiento por parte de la sociedad acerca de la tecnología a emplear y su

impacto, generando así una postura defensiva que puede derivar en marchas, protestas y paradas.

En el caso base se estiman 30 días por año de parada, disminuyendo así la facturación anual en un 8 %. Como estrategia para trabajar sobre este punto se plantea realizar actividades de comunicación en conjunto con la comunidad (charlas, eventos, visitas) con fines de concientizar y disminuir el impacto negativo de imagen para así lograr evitar protestas.

Como riesgos asociados a esta medida de mitigación, podemos mencionar la poca efectividad de su implementación, principalmente debido a no contar con personal fuertemente capacitado en este rubro. Debido a esto, se evalúa la contratación de una consultora especializada en el asunto: por ejemplo, Ecovantis o Chegrana, con especialización y numerosos casos de éxito en la comunicación de estrategia de sustentabilidad empresaria. El presupuesto requerido por estos servicios de consultoría (en torno a los 100K ARS mensuales) es despreciable respecto al efecto sobre la rentabilidad que genera la mitigación de posibles protestas sociales.

41.2. Análisis de Opciones Reales

Las opciones reales son una herramienta para gestionar el riesgo que se valen del concepto de derivados financieros sobre activos subyacentes para modelar diferentes aristas del proyecto llevándolas a ese encuadre, y así poder valuar de manera certera y validada los ”derechos”de comprar o vender distintos flujos de fondos valiéndose del marco teórico ya desarrollado en la comunidad académica y de negocios. En este caso se estudiaron dos tipos de opciones reales, un caso de expansión y otro de abandono, a explayar en el capítulo destinado a tal fin.

CAPÍTULO 42: OPCIONES REALES

En el siguiente capítulo se pasa a detallar la aplicación de opciones reales para el proyecto bajo análisis. El foco se centra en el uso de una opción real que puede ser asociada a una opción financiera de compra o *call* que se basa en la expansión del proyecto analizado y una opción comparable con una opción financiera de venta o *put* basada en en la posibilidad de abandonar el proyecto.

42.1. Opción real de abandono

La primera opción real de adquirir una opción de abandono ante una eventual pesificación del proyecto. Una pesificación se analiza como un evento en el cual todos los ingresos por venta de energía eléctrica que acorde a los pliegos de RenovAr se encuentran dolarizados, se convierten a pesos al tipo de cambio del año de pesificación y se actualizan por inflación en pesos los años seguidos. Dado que la inflación, se encuentra generalmente detrás del aumento del tipo de cambio, el evento de una pesificación de los ingresos en el proyecto genera una caída en su valor actual neto. La probabilidad de pesificación se estableció en su análisis de riego en un 5 %, estableciendo 2 escenarios posibles, el de no conversión de la moneda que rige los precios del contrato, escenario más probable y deseado donde el VAN esperado es de **-100.000 USD**, y el escenario en el cual se da la conversión de la moneda, donde luego de realizar una simulación de Montecarlo se obtuvo el VAN esperado siendo este negativo en **-20,7 USD M**.

La opción real surge de la posibilidad de abandonar el proyecto en caso que se de el escenario de pesificación y el efecto sería el de mitigar la pérdida generada en este escenario. El pliego RenovAr indica que la decisión de rescindir unilateralmente el contrato por parte del vendedor o empresa generadora, puede ser ejercida sin costos a partir del comienzo del décimo año de operación. Antes de eso, si se decide rescindir unilateralmente se deberá indemnizar a CAMMESA, trabajadores, directores, agentes de la planta por daños, perjuicios,reclamos, acciones, demandas, juicios, embargos, medidas precautorias, derechos legales de retención, sentencias, multas, sanciones, costos y gastos, incluyendo honorarios y gastos legales. El mayor costo a pagar sería el de incumplir el contrato, cuya indemnización mínimamente sería el costo de energía a pagar hasta el décimo año sumado a las posibles

sanciones legales que puedan surgir del incumplimiento del contrato.

El análisis de abandonar en caso de pesificación antes del año 10 de operación pagando solo gastos del contrato en comparación con seguir operando hasta dicho año y cerrar sin costo resulta económica y financieramente más favorable ya que los flujos de fondos del proyecto en el período analizado resultan todos positivos y por lo tanto generan valor para este. La aplicación de las sanciones de pago por el contrato no cumplido resultará siempre de impacto negativo para el proyecto frente a esperar. En otras palabras, la opción de abandonar solo tiene sentido de ser ejecutada a partir del año 10. En este caso se estudiará el valor de esta opción para el peor escenario que sería un abandono al principio del décimo año, cualquier abandono posterior será positivo pero con un menor valor de la opción ya que el valor actual de los flujos proyectados a partir de ese momento irá disminuyendo con el transcurso del proyecto.

Para el cálculo de la opción real primero se calcula el valor esperado de los flujos de fondos en el año 10 tanto para el escenario con pesificación y el sin pesificación, multiplicándolos por sus probabilidades de ocurrencia.

$$VAN(USDMiles) = 95\,\% * 111{,}440 + 5\,\% * 35{,}139 = 107{,}625 \tag{42.1}$$

Para la mitigación del riesgo de pesificación se usa una opción real que será similar a un put (opción de venta) y será utilizada solamente en el escenario mencionado, caso contrario no será necesaria. El valor de la opción al año 10, fecha de posible ejercicio, estará dado por el valor presente de los flujos de fondos (referidos al escenario de no pesificación) restantes en el proyecto.

42.2. Calculo de probabilidad de pesificación

Considerando la jurisprudencia a nivel internacional en materia de proyectos de inversión de gran envergadura en el país (Stanley, 2004) es menester considerar la probabilidad de pesificación del contrato cuya contraparte de fondo es el Estado argentino.

Al mismo tiempo, CAMMESA posee un excelente historial en materia de cumplimiento de contratos, lo cual se encuentra debidamente analizado en la sección 39.3.

Considerando estos dos factores se obtienen las siguientes conclusiones:

- La pesificación es un riesgo latente. Las calificadores de riesgo internacionales (i.e. Fitch) y el historial argentino son el sustento más claro.

- La pesificación está fuertemente ligada a los cambios políticos. Esto dificulta asignarle un valor a la probabilidad con base cuantitativa.
- El efecto de la pesificación es financiera y operativamente importante para el proyecto.

Con esto en mente, se valuó la opción con una probabilidad de pesificación del 5 %, en el peor caso (a partir del año 10). En el escenario actual analistas estiman esta puede subir; en ese caso, solo aumentaría el valor de la opción.

42.3. Valuación de la opción

Para poder calcular el precio actual de la opción, se utiliza el método binomial que es usado para estimar el valor opciones en casos de dualidad de escenarios (en este caso pesificación/no pesificación). El método de computo se muestra a continuación (COX J., ROSS S., RUBINSTEIN M., 1979).

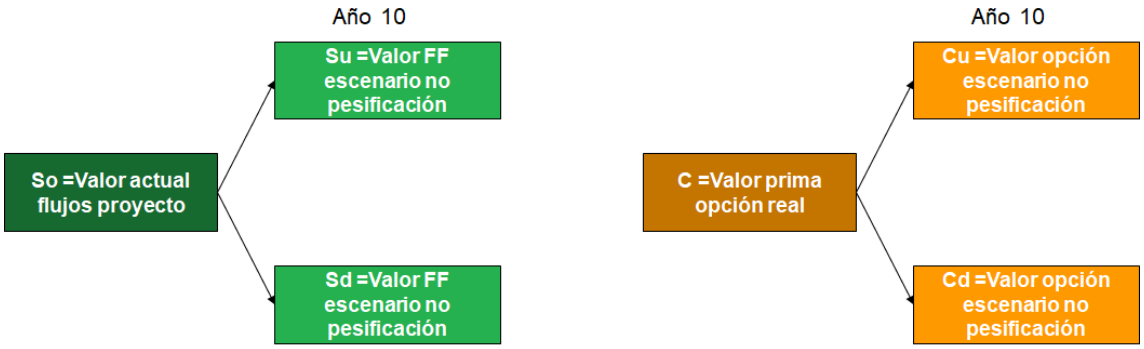


Figura 42.1: Escenarios de flujos de fondos y de valor de la opción real. Hoy y 10 años.

$$C = \frac{C_u * \frac{(1 + WACC_{10}) - \frac{S_d}{S_0}}{\frac{S_u}{S_0} - \frac{S_d}{S_0}} + C_d * \left(1 - \frac{(1 + WACC_{10}) - \frac{S_d}{S_0}}{\frac{S_u}{S_0} - \frac{S_d}{S_0}}\right)}{\sum_i (1 + WACC_i)}$$

$[H]$ (42.2)

Los valores de las variables son, de 107,6 USD M para el valor actual esperado de los flujos de fondos del proyecto, 35,14 USD M para el valor presente de los flujos para el escenario pesificación en el año 10 y 111,4 USD M para el mismo flujo pero en el escenario de

no conversión de moneda; c es la prima a estimar, mientras que cu es cero ya que la opción no se aplica a dicho escenario y el valor de cd es de 111,4 USD M.

El valor obtenido para la opción real es de $3,61 USD M.

La lógica para entender la opción de abandono es que en el momento cero del proyecto se abona la prima a un banco de inversión o entidad interesada, y a cambio se obtiene la opción de abandonar el proyecto en el año 10 obteniendo el valor presente en dicho año de los flujos restantes en la vida del proyecto (111,4 USD M). En el caso que no exista pesificación, abandonar el proyecto como continuarlo es indiferente, mientras que, si existe la pesificación, hacer uso de la opción trae un beneficio dado por la diferencia de valores presentes de los flujos restantes a la fecha en los escenarios de pesificación y no pesificación (por un total de 76,26 USD M) .

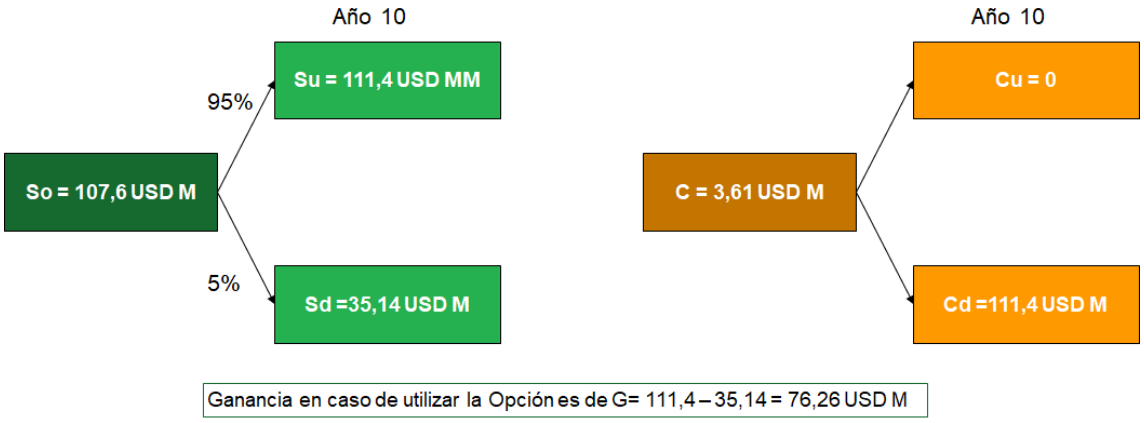


Figura 42.2: Valores y estimación de prima de la Opción Real. Hoy y 10 años.

42.4. Opción real de expansión

En este caso la opción está relacionada con llevar a cabo alguna de las ampliaciones estudiadas con anterioridad. En ese caso se encontraron diversos aspectos a ser tenidos en cuenta:

- Aumentos de capacidad posibles: se diferencian aquí 3 casos: el de 1.6MW (ORC), el de 10MW (ampliación) y el de 20MW (que es la construcción de una planta completamente nueva desde cero). Desde lo operativo y conceptual de una expansión los dos primeros son los que tienen más sentido de negocio y por ende los que fueron analizados.
- Necesidad de suministro: como se mostró con anterioridad es menester hacer ingeniería de contratos para asegurarse el suministro de basura que permita llevar adelante la ejecución del proyecto. La prima a pagar hoy para cumplimentar con este punto

(permitir tener el abastecimiento asegurado en caso de expansión) deberá ser menor o igual al valor que aporte la opción al VAN del proyecto.

- Causalidad respecto al factor de planta: al trabajar con el modelo se pudo ver que la opción de expansión que daba mayor VAN (ORC o 10 MW) dependía del factor de planta, por lo que se estudió esta relación y se concluyó que es conveniente aprovechar los primeros años para entender cuál es el factor de planta y en función de eso elegir por cuál de las dos alternativas volcarse, eliminando el riesgo de ampliarse "por de más". A través del análisis de los flujos de fondos en ambos escenarios, en caso de que el factor de planta sea mayor a 0,91 conviene volcarse por la ampliación de 10MW, caso contrario es mejor ir por la alternativa del ORC.
- Caso base: en este caso el caso base permanece constante e involucra no realizar ningún tipo de ampliaciones durante la vida útil del proyecto.
- Horizonte temporal: se consideraron tanto los tiempos de construcción como los plazos para que el proyecto termine en su totalidad a los 20 años de haber iniciado el caso base. Esto genera que la duración de los flujos de fondos de cada una de las opciones de expansión varíe.

Se realizó una simulación de Montecarlo en la cuál la variable a simular es la diferencia de VAN entre el proyecto base y el proyecto base más la expansión de 10 MW para saber cuál es el VAN mínimo que podrá obtenerse. Este mínimo será el máximo valor que se pagará como prima para garantizar el abastecimiento de residuos, que desde un aspecto práctico es darle una financiación al TMB para que se expanda y tenga mayor capacidad de procesamiento de residuos que puedan necesitarse en el futuro.

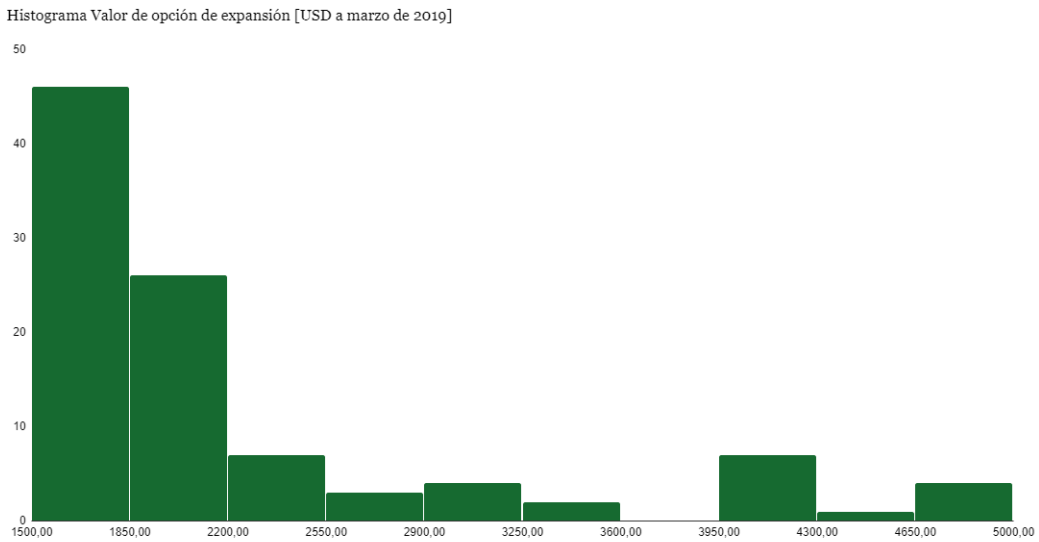


Figura 42.3: Histograma de valor de la opción real de expansión.

De este estudio se obtienen dos puntos de interés: el primero, es que la opción efectivamente aporta valor en todos los casos (basta con ver la distribución en la figura 42.3), y por otro lado permite encontrar una cota superior a la prima a pagar por asegurarse el potencial suministro de basura a CEAMSE, en este caso de 1.5MUSD. Es decir que la prima a pagar al CEAMSE para tener del suministro asegurado en caso de así requerirlo (aproximadamente 400 toneladas/día) debe ser inferior a 1.5 USD M. Esta opción puede ser ejecutada en sus totalidad (400 ton/día para el proyecto de 10MW), de manera parcial, o no ejecutarse.

El enfoque práctico detrás de esta opción real es pagar la prima para que el CEAMSE (o en su defecto el grupo ROGGIO, encargado del funcionamiento del TMB), expanda las posibilidades de procesamiento de residuos para así poder proveer mayor cantidad. Consecuentemente, el máximo a pagar para tener garantizado el abastecimiento en caso de expansión es el indicado anteriormente: 1,5 M USD; en otras palabras, si se paga está “prima” inicial se podrá disponer de basura suficiente a la entrada de la planta y lista para procesar en el caso de querer expandirse hasta 10 MW.

CAPÍTULO 43: SIMULACIÓN DE MONTECARLO

Para llegar a los resultados definitivos del análisis de riesgos del proyecto se recurrió a la aplicación de técnicas de simulación, en particular se utilizo el método de Montecarlo mediante el software Oracle Crystal Ball aplicado al modelo de proyección de estados de resultados. El método de Montecarlo consiste en asignar las distribuciones de probabilidad analizadas en la sección de detección de riesgos a los parámetros de referencia del modelo de proyección de estados de resultados, de manera tal que cada vez que se ejecute se asignen valores estocásticos a los inputs de riesgo basados en las distribuciones asignadas. Dada la dependencia de las variables de resultados a estos parámetros, cada corrida representa un punto en la distribución de probabilidad de los indicadores de resultado en la que se quieren observar los impactos de los riesgos. Mediante múltiples iteraciones, 5000 para cada escenario independiente analizado para este proyecto, se pueden obtener las distribuciones simuladas de los resultados para inferir conclusiones.

Las variables sobre las que se observó el impacto de los riesgos fueron los indicadores de rentabilidad desarrollados en el estudio económico-financiero del caso base (VAN, TIR, TOR, LCOE, ROI, ROE y período de descuento). Adicionalmente, además de las conclusiones de observar las distribuciones resultantes es importante destacar el resultado de los siguientes indicadores provenientes de los fractiles de las distribuciones del VAN y la TIR.

- **Probabilidad de VAN positivo:** Representado por la unidad (100 %) menos el fractil tal que el VAN es mayor a 0, la probabilidad de VAN positivo previa y posterior a las mitigaciones indica que tan posible es que el proyecto resulte rentable. Si el valor de este indicador aumenta luego de mitigar riesgos, muestra que las estrategias de mitigación fueron beneficiosas desde un punto de vista de reducción de riesgo.
- **Value at Risk del proyecto (VaR) :** Representado por el fractil 10 % o 5 % del VAN, dependiendo de si el nivel de confianza es 90 % o 95 % respectivamente. Muestra el mínimo valor o máxima perdida del proyecto con un 90 % o 95 % de probabilidad.
- **Probabilidad de apalancamiento positivo:** Representado por la unidad (100 %) menos el fractil tal que la Tasa Interna de Retorno es mayor al costo ponderado de deuda con

escudo impositivo (8 %). Indica que tan probable es que el proyecto rinda por encima de las obligaciones de deuda asumidas y que por lo tanto genera un apalancamiento positivo para los inversores.

- **Precio de licitación mínimo con 90 % de probabilidad:** Calculado mediante la iteración del calculo del precio que anula el VAN en cada corrida del método de Montecarlo. Representa el precio con el cual el VAN tiene un 90 % de probabilidad de ser positivo. Este valor representa el precio con el cual se debería licitar si se quiere obtener rentabilidad positiva del proyecto en el 90 % de los casos habiendo tomado en cuenta los riesgos analizados.

Se analizaron 4 escenarios diferentes mediante el estudio de simulación mencionado.

- Sin mitigaciones con Tipping fee
- Sin mitigaciones sin Tipping fee
- Post mitigaciones con Tipping fee
- Post mitigaciones sin Tipping fee

En todos los casos los parámetros de la herramienta utilizada Oracle Crystal Ball fueron 5000 iteraciones, método de montecarlo y 95 % de confianza. Como se analizó previamente en el análisis de impactos en la sección 40.1 para los escenarios previos a la mitigación se consideró la eliminación del riesgo de aprovisionamiento, eliminado por ingeniería de contratos, que se concluyó que era totalmente necesario para la ejecución del proyecto y distorcionaba demasiado la posibilidad de derivar conclusiones sobre los demás riesgos si no se lo eliminaba previa a la observación de las distribuciones.

43.1. Resultados

De la ejecución de las simulaciones siguiendo la metodología mencionada, se obtuvieron resultados alineados con lo esperado dada la baja performance de los escenarios sin variación planteados como los mas probables en el análisis económico financiero. Siendo los valores de referencia que definen los escenarios un precio de licitación de 110 USD/MWh y tipping fee nulo o de 20 USD/MWh (dentro del intervalo de posible negocación definido en el estudio de Mercado). Como se puede ver en la tabla 43.1, el análisis de los riesgos únicos del proyecto por un lado remarca la necesidad del tipping fee, dado que sin este todos los escenarios tienen probabilidad nula de ser rentables, y por otro muestra que licitar al precio de 110 USD/MWh, que

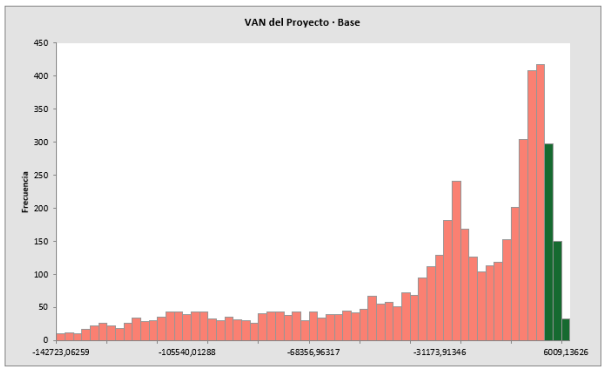
aseguraba ganar la licitacion de RenovAR basado en el estudio historico de precios adjudicados, no es rentable para el proyecto si se espera contar con una probabilidad de VAN positivo del 90 %. Con respecto a las mitigaciones, se puede observar cómo fueron acotados los riesgos extremos, representado en la reducción de la máxima perdida con 90 % de probabilidad (VaR), y la mejora de las probabilidades de VAN y apalancamiento positivo. Esto refleja el correcto funcionamiento y agregado de valor de las herramientas de mitigación, por lo que se decidió ejecutarlas a la hora de calcular el precio mínimo de licitación ya que el precio que genera un VAN con 90 % de probabilidad de ser positivo es el precio que para ese escenario el VaR(90 %) es igual a 0.

Sin mitigación				
Escenarios	VAN (50%)	VaR [VAN(10%)]	P(VAN>0)	P(TIR>8%)
Base con tipping fee	-23,6 MUSD	-102 MUSD	9%	47%
Base+ORC con tipping fee	-22,6 MUSD	-104 MUSD	16%	64%
Base sin tipping fee	-55 MUSD	-118 MUSD	0%	0%
Base+ORC sin tiping fee	-54 MUSD	-121 MUSD	0%	10%
Con mitigación				
Base con tipping fee	-9 MUSD	-27 MUSD	10%	90%
Base+ORC con tipping fee	-7 MUSD	-26 MUSD	31 %	92%
Base sin tipping fee	-41 MUSD	-60 MUSD	0%	0%
Base+ORC sin tiping fee	-39 MUSD	-59 MUSD	0%	15%

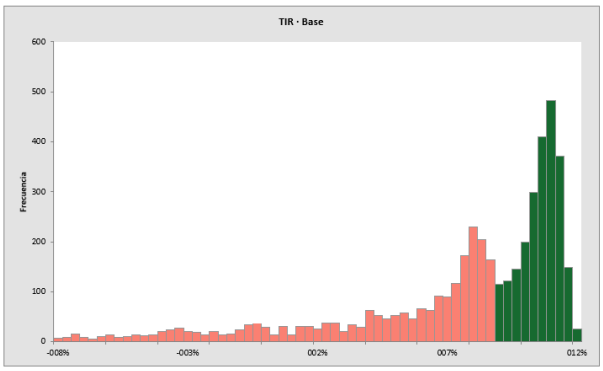
Tabla 43.1: Indicadores de distribución de rentabilidad del proyecto para distintos escenarios

Es importante en este caso hacer la salvedad de cómo puede ocurrir el caso en el que el VAN sea negativo mientras que hay apalancamiento financiero positivo (TIR>8 %). En tanto que el costo de la deuda ronda el 8 %, la WACC oscila alrededor del 13 % debido al retorno exigido por los inversores. Consecuentemente, si la TIR es superior a la tasa de interés pero menor a la WACC el VAN será negativo, pero el apalancamiento financiero será positivo. Tomar deuda en ese caso está derivando en un aumento del VAN, aunque este no llegue a superar el 0 (cero). A modo de ejemplo, esto ocurre en el 80 % de los casos del caso base con tipping fee y mitigación.

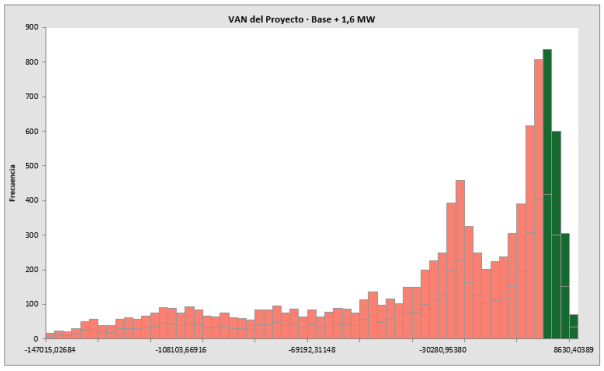
Como se puede ver en los histogramas de los resultados sin mitigación (figura 43.5) el escenario mas probable se encuentra representado por la moda de la distribución, que a su vez es la media de la campana principal. Esto se debe debido a que los riesgos variables como el tipo de cambio real producen ensanchamientos de las campanas, mientras que los escenarios de riesgo como la falta de factor de incentivo producen campanas de menor altura dada su probabilidad de ocurrencia y desplazadas por su impacto. Por otro lado riesgos de alto impacto potencial pero variable, como es el caso del riesgo de pesificación o boom de inflación que su impacto varia respecto en que año ocurre, generan colas negativas de baja frecuencia.



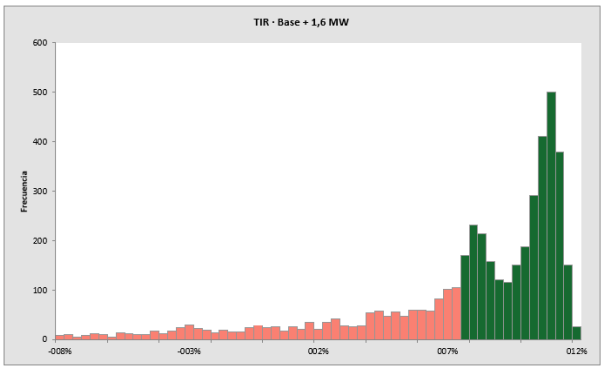
(a) Distribución simulada VAN



(b) Distribución simulada TIR



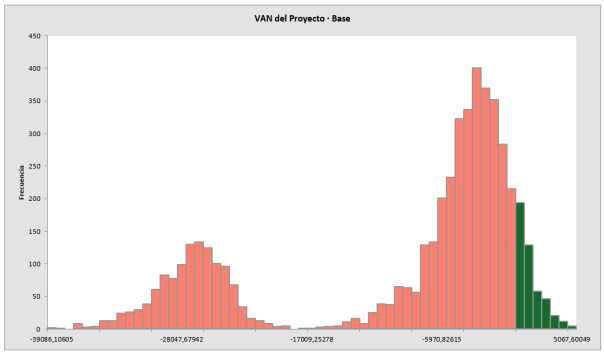
(c) Distribución simulada VAN (Base + ORC)



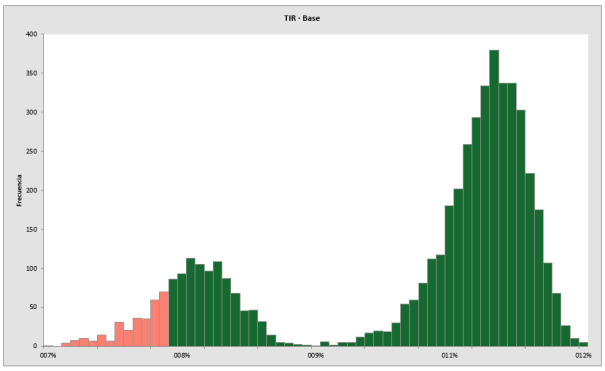
(d) Distribución simulada TIR(Base + ORC)

Figura 43.1: Distribuciones simuladas de rentabilidad de proyecto base y base+ORC con tipping fee sin mitigación

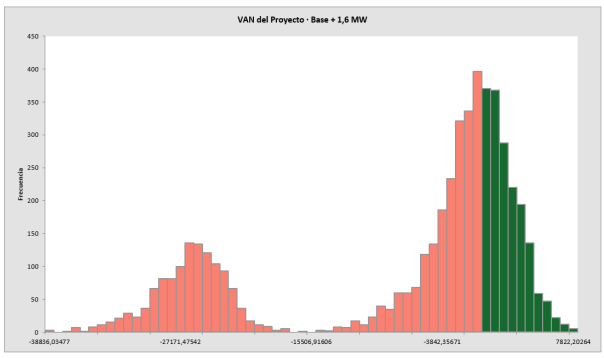
Una vez mitigados los riesgos y realizada la simulación se obtienen los siguientes gráficos.



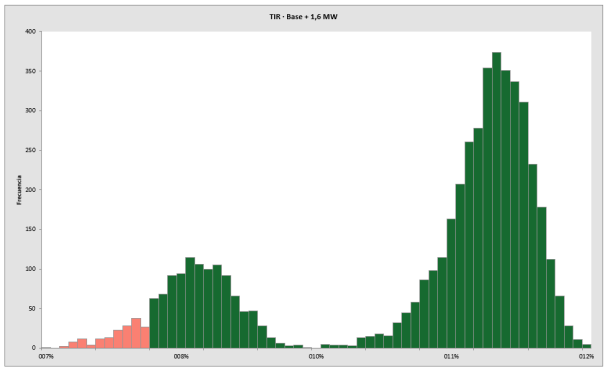
(a) Distribución simulada VAN



(b) Distribución simulada TIR



(c) Distribución simulada VAN (Base + ORC)



(d) Distribución simulada TIR(Base + ORC)

Figura 43.2: Distribuciones simuladas de rentabilidad de proyecto base y base+ORC con tipping fee con mitigación

Puede observarse en los gráficos de distribución del VAN como disminuyó sustancialmente el menor VAN probable, pasando por ejemplo de un VAN mínimo de -143 USD M para el caso sin mitigación y sin ORC a un VAN mínimo de - 40 USD M luego de las mitigaciones. Cabe destacar que el costo de las mitigaciones se puede observar en el máximo VAN probable de obtención disminuyendo de 6 USD M a 5 USD M luego de mitigaciones y con menores probabilidades de ocurrencia. Puede observarse también como el gráfico previo a la mitigación tiene una larga cola, que es truncada luego de las acciones para disminuir los riesgos. La existencia de la distribución bien definida a la izquierda (similar a una normal) es por las iteraciones dónde los escenarios negativos de variables de baja probabilidad y alto impacto aparecen, por ejemplo factor de incentivo no existente.

Si se analizan ambas campanas por separado (con o sin aparición de riesgos binarios) se puede ver en la tabla 43.2 como cambian los indicadores de Value at Risk y probabilidad de VAN positivo.

Campana sin ocurrencia binaria			
Escenarios	VAN (50%)	VaR [VAN(10%)]	P(VAN>0)
Base con tipping fee	-3 MUSD	-12 MUSD	20%
Base+ORC con tipping fee	-0 MUSD	-10 MUSD	50%
Base sin tipping fee	-32 MUSD	-41 MUSD	0%
Base+ORC sin tiping fee	-29 MUSD	-40 MUSD	0%
Campana con ocurrencia binaria			
Base con tipping fee	-26 MUSD	-32 MUSD	0%
Base+ORC con tipping fee	-25 MUSD	-31 MUSD	0%
Base sin tipping fee	-57 MUSD	-63 MUSD	0%
Base+ORC sin tiping fee	-57MUSD	-62 MUSD	0%

Tabla 43.2: Indicadores de distribución de rentabilidad del proyecto para ambas campanas de distribuciones mitigadas

En la figura 43.3 se muestra el resultado de la simulación para el LCOE luego de la mitigación de riesgos. La principal conclusión que arroja son los límites en los cuáles se encuentra el LCOE de 109 a 123 con una probabilidad muy alta en torno a 115 USD / MWh, esto condice con los valores obtenidos del benchmark de 106 - 136 USD / MWh.

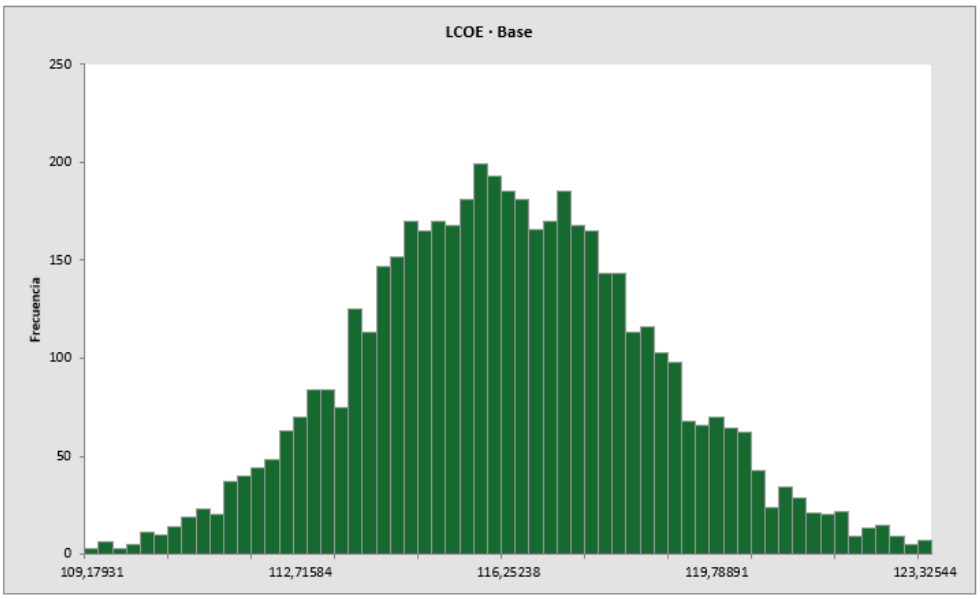
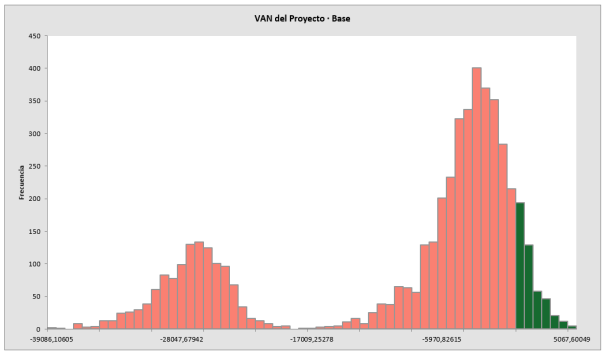
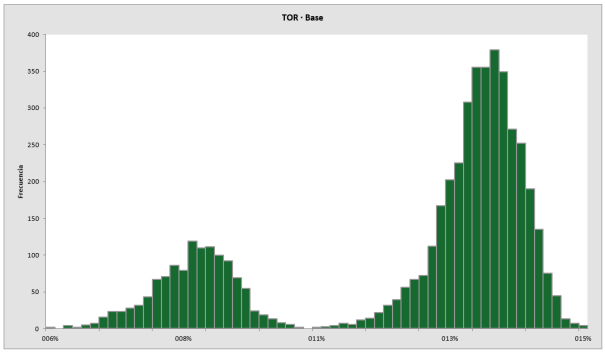


Figura 43.3: Distribución de resultados de simulación de LCOE con tipping fee post mitigación

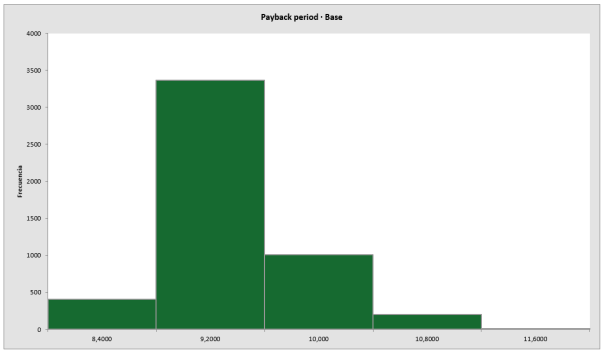
Se analizaron otros indicadores en la simulación, entre ellos TOR, y período de repago. En el escenario de gestión de riesgos aplicada puede observarse que tanto la TOR sigue una distribución similar a la del VAN, y además es siempre positiva. Por otra parte, el período de repago tiene una distribución similar a una triangular en un rango de 8 a 10,8 años.



(a) Distribución simulada VAN



(b) Distribución simulada TOR



(c) Distribución simulada período de repago

Figura 43.4: Otras distribuciones simuladas de indicadores del proyecto base y base con tipping fee con mitigación

43.2. Evaluación del precio mínimo de licitación

El precio mínimo de licitación con 90 % de probabilidad de VAN positivo es de interés ya que es el que se debe licitar para asegurar la rentabilidad positiva del proyecto dados los riesgos existentes. Es importante destacar que los valores calculados son de referencia, ya que la metodología para calcularse debería repetirse una vez que publicado el pliego se tomen en cuenta las características contractuales para agregar y quitar riesgos respecto a los planteados desde el análisis histórico de pliegos pasados que se utilizo para dimensionar las posibilidades.

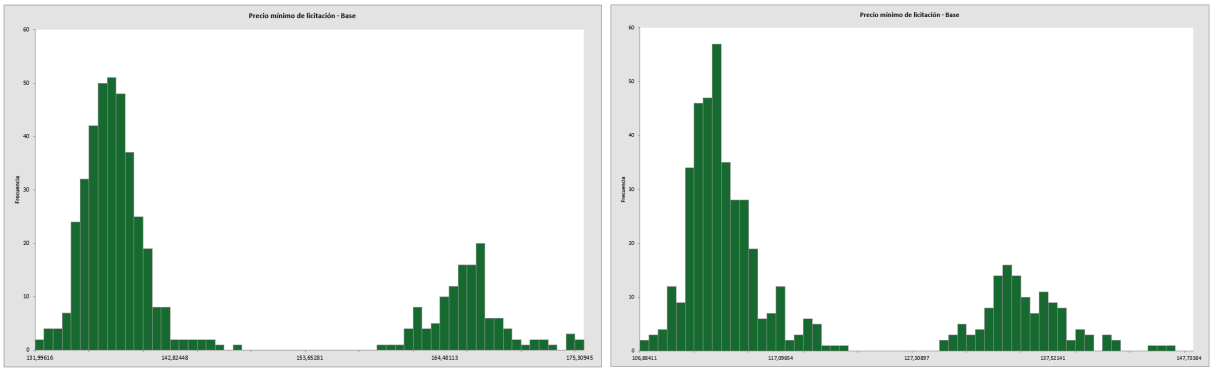
La metodología de calculo fue una simulación análoga al método de Montecarlo aplicado para el análisis de rentabilidad del proyecto realizado previamente. Pero contando con una macro que iterativamente calcula el precio que anula el VAN con el set de valores arrojado por el simulador de riesgos del proyecto, Oracle crystal ball. Dada la relación directa entre precio licitado y el VAN, se da que el fractil 0,9 de la distribución de precios que anulan el van es el precio que resulta en un VAN positivo en el 90 % de los casos.

Como se puede ver en la tabla 43.3 , los precios mínimos de licitación son hasta un 50 % superiores al precio licitado base de 110 USD/MWh, lo que es esperable dadas las bajas

probabilidades de VAN positivo para ese escenario. En la figura 43.6 se muestra el esquema de decisión del precio a licitar aproximado a cada escenario buscando una probabilidad de rentabilidad positiva del 90 % de ganar la licitación es de 125 USD/MWh en caso de lograr negociar el tipping fee y de 155 USD/MWh en caso de no lograrlo. En ambos casos optando por la aplicación del ciclo ORC y entendiendo que la posibilidad de no entrar al pliego no es despreciable como para el caso de licitar a 110 USD/MWh proveniente del análisis de mercado.

Precios de licitación mínimos post mitigación	
Escenarios	P (90%) [USD/MWh]
Base con tipping fee	136
Base+ORC con tipping fee	125
Base sin tipping fee	167
Base+ORC sin tiping fee	155

Tabla 43.3: Precios de licitación con 90 % de probabilidad de VAN positivo



(a) Distribución simulada sin tipping fee (b) Distribución simulada con tipping fee

Figura 43.5: Otras distribuciones simuladas de indicadores del proyecto base y base con tipping fee con mitigación

De manera análoga al análisis realizado del VAN, también se puede tomar el precio mínimo de licitación para las campanas con/sin manifestación de riesgos binarios, como puede verse en la tabla 43.4.

Campana sin ocurrencia binaria	
Escenarios	P (90%) [USD/MWh]
Base con tipping fee	117
Base+ORC con tipping fee	115
Base sin tipping fee	140
Base+ORC sin tiping fee	129
Campana con ocurrencia binaria	
Escenarios	P (90%) [USD/MWh]
Base con tipping fee	140
Base+ORC con tipping fee	129
Base sin tipping fee	170
Base+ORC sin tiping fee	158

Tabla 43.4: Precios de licitación con 90 % de probabilidad de VAN positivo por campana

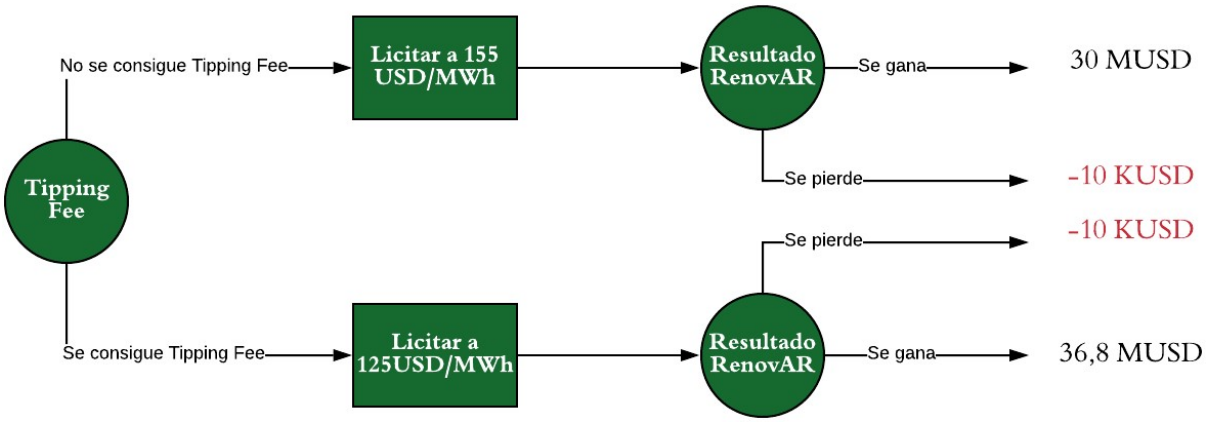


Figura 43.6: Diagrama de ejecución del proyecto al buscar un 90 % de probabilidad de VAN positivo

CAPÍTULO 44: CONCLUSIONES

A lo largo del estudio se profudizaron diferentes perspectivas para así ganar una mirada holística sobre el proyecto. En primera instancia se analizó el mercado, para entender si es posible ingresar al mercado con la oferta de generación propuesta. Luego, se estudiaron las necesidades de ingeniería tanto técnicas como normativas cubriendo desde la instalación hasta la operación y el cierre. Por último, se consideraron en detalle los flujos de fondos de los distintos actores, los riesgos pertinentes y las estrategias de cobertura. Es importante mencionar que se partió desde un caso base, para luego sumar tanto las coberturas como las ampliaciones posibles.

A la hora de considerar las condiciones necesarias para que el proyecto sea viable, se destacan dos elementos: firmar un contrato de aprovisionamiento con el proveedor de residuos ya clasificados (Grupo Roggio) y ganar la licitación del programa RenovAr. Mientras que el primero permite asegurar la operación gracias al abastecimiento de materia prima, el segundo provee jugosos incentivos fiscales que mejoran el proyecto financieramente de manera notoria.

Respecto a la facturación se contemplan 2 fuentes principales: la venta de la energía eléctrica producida y la obtención de una tarifa por la gestión y reducción de residuos (abonada por el CEAMSE). Esta última tarifa debe negociarse con el organismo previo a la licitación para definir el precio a ofertar en esta. Inicialmente se propusieron 2 escenarios con precio de licitación a 110U$D/MWh sin y con tipping fee (20U$D/ton), sin embargo luego se descartaron por que el proyecto no es rentable.

En última instancia, a la hora de explorar los escenarios finales que aseguraran VAN positivo con 90 % de probabilidad los resultados obtenidos fueron: un escenario en el cual se licita la energía a 125 U$D/MWh con tipping fee (20U$D/ton de residuos) y otro con precio de licitación a 155 U$D/MWh, sin tipping fee. El VAN medio de estos escenarios es de 36,8 MU$D y 30 MU$D respectivamente tomando en cuenta el costo de mitigación de los riesgos más relevantes y la financiación disponible en el mercado elegida (incluyendo capital por 90 U$D Millones, período de pago a 15 años, 9 % de interés anual, y 2 años de gracia).

ANEXO A: RESOLUCIÓN 1-2019, SEC. DE RECURSOS RENOVABLES Y ENERGÍA ELÉCTRICA

ANEXO III, REMUNERACIÓN DE LA GENERACIÓN HABILITADA

HIDROELÉCTRICA Y A PARTIR DE OTRAS FUENTES DE ENERGÍA

5. REMUNERACIÓN OTRAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN

La remuneración de la energía generada por Centrales de Generación Habilitadas que funcionan a partir de fuentes energéticas no convencionales (GHR) que se identifican como tipo Eólicos, Solar Fotovoltaico, Biomasa, Biogás, Biogás de RSU pertenecientes a Agentes Generadores alcanzados por lo definido en el Articulo N°1 de la presente Resolución, recibirán por su energía generada exclusivamente lo indicado en el presente Punto.

5.1. Precio por la Energía Generada No Convencional (PENC)

La energía generada por Centrales de Generación que funcionan a partir de fuentes energéticas no convencionales (GHR) se le reconocerá por su energía generada un Precio de Energía No Convencional (PENC) establecido en 28 U$S/MWh.

5.2. Remuneración de la Energía Generada No Convencional

La Remuneración de la Energía Generada No Convencional Mensual se obtiene por la integración horaria en el mes de la Energía Generada por el generador “g” en cada hora “h” [EGengh] por el Precio de Energía No Convencional (PENC) en esa hora. REM ENC ($/mes) = ∑h.mes (PENC * EGengh)

Siendo:

PENC: Es el Precio de Energía No Convencional (PENC) definido en el Punto 5.1 del presente Anexo. 238

La generación proveniente de Generación que funciona a partir de fuentes energéticas no convencionales y que se encuentren en proceso previo a la Habilitación Comercial, recibirá el

50 % de la remuneración indicada hasta alcanzar la habilitación referida. (Ministerio de Hacienda, 2019, págs 3 y 4.

(Anexo III, Remuneración de la generación habilitada hidroeléctrica y a partir de otras fuentes de energía, 2019)

ANEXO B: BENEFICIOS FISCALES Y GARANTÍAS RESOLUCIÓN 72/2016

ARTÍCULO 5°.- DEFINICIÓN DE LOS BENEFICIOS FISCALES SOLICITADOS Y SU CUANTIFICACIÓN. A los efectos de definir y cuantificar los beneficios fiscales solicitados, el interesado deberá suministrar la siguiente información y completar los formularios que se indican a continuación. Los montos de los beneficios solicitados deben ser calculados en DÓLARES ESTADOUNIDENSES tomando como referencia el tipo de cambio vendedor del BANCO DE LA NACIÓN ARGENTINA del último día hábil del mes anterior al que se realiza la presentación indicada en el Artículo 6° del presente Anexo.

a) Devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado.

A los efectos de atribuir el monto de este beneficio, se calculará la suma del monto del Impuesto al Valor Agregado a abonar correspondiente a las erogaciones que se realicen por compra de bienes, servicios y/o ejecución de obras que integren el costo de las obras de infraestructura comprendidas en el proyecto sujeto a beneficio, desde la obtención del Certificado de Inclusión hasta la conclusión del referido proyecto dentro del plazo previsto para su entrada en operación comercial. La resultante de esa suma será considerada como el monto del beneficio fiscal solicitado.

Completar el formulario denominado “J - Beneficio fiscal - Devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado”.

b) Amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias.

El peticionante deberá manifestar la opción realizada respecto de la forma de practicar las amortizaciones a partir del período fiscal de habilitación del bien, de acuerdo con las normas previstas en los artículos 83 y 84, según corresponda, de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 1997) y sus modificaciones, o conforme al régimen que se establece en el Artículo 9°, inciso 1.4, de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191.

En caso de optar por el régimen de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191, a los efectos de atribuir el monto correspondiente se calculará la diferencia resultante entre el monto

anual de las cuotas de amortización con y sin beneficio imputables al conjunto de bienes del proyecto sujetos al beneficio. A esa diferencia, se le aplicará la alícuota prevista en el Artículo 69 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 1997) y sus modificaciones. Al valor resultante, se lo multiplicará por el número de años por los que se habilita la amortización acelerada y al resultado final, se lo considerará como el beneficio fiscal solicitado.

Completar el formulario denominado “K - Beneficio fiscal - Amortización Acelerada en el Impuesto a las Ganancias”.

c) Compensación de quebrantos con ganancias.

A los efectos de atribuir el monto de este beneficio se estimarán los saldos no absorbidos al cierre del quinto año de cada quebranto a utilizar entre el sexto y décimo año. Al resultado de esa suma se aplicará la alícuota prevista en el Artículo 69 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 1997) y sus modificaciones, determinando de esta manera el monto del beneficio fiscal solicitado.

Completar el formulario denominado “L - Beneficio fiscal - Compensación de quebrantos con ganancias”.

d) Eximición del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta.

A los efectos de atribuir el monto de este beneficio, se calculará la suma del monto que resulte de aplicar la alícuota establecida en el Artículo 13 del Título V de la Ley N° 25.063 al valor proyectado de los bienes que se excluyen de la base de imposición de dicho impuesto como consecuencia de este beneficio, valuados de conformidad con lo establecido en el Artículo 4° del Título V de la citada ley, por los primeros OCHO (8) ejercicios contados desde la fecha de puesta en marcha del proyecto. La resultante de esa suma será considerada como el monto del beneficio fiscal solicitado.

Completar el formulario denominado “LL - Beneficio fiscal - Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta”.

e) Deducción de la carga financiera del pasivo financiero. No corresponde cuantificación a los efectos impositivos.

f) Exención del impuesto sobre la distribución de dividendos o utilidades.

No corresponde su cuantificación al presentar la solicitud regulada en este artículo. A los efectos de la efectivización de este beneficio será aplicable lo dispuesto en el Artículo 12 del Anexo II de la presente resolución.

g) Certificado Fiscal.

El monto de este beneficio será el equivalente al VEINTE POR CIENTO (20 %) del componente nacional a integrar en las instalaciones electromecánicas, excluidos los gastos correspondientes a la obra civil, al transporte y al montaje del equipamiento.

La integración del componente nacional podrá ser del SESENTA POR CIENTO (60 %) del total de las instalaciones electromecánicas, o menor, si se determina la inexistencia de producción nacional de los bienes a importar conforme se establezca en la resolución conjunta entre esta Autoridad de Aplicación y el MINISTERIO DE PRODUCCIÓN que se dicte al efecto. En ningún caso dicha integración puede ser inferior al TREINTA POR CIENTO (30 %).

Completar el formulario denominado “M - Beneficio fiscal - Certificado Fiscal”.

h) Exención de derechos de importación.

A los efectos de cuantificar el total del beneficio, se computará la suma de los montos de los derechos a la importación y de todo otro derecho, impuesto especial, gravamen correlativo o tasa estadística que correspondería abonar por los bienes importados en forma definitiva, que formen parte integrante del proyecto y que se encuentren individualizados en la resolución conjunta entre esta Autoridad de Aplicación y el MINISTERIO DE PRODUCCIÓN que se dicte al efecto.

En todos los casos, los bienes importados se computarán a valor CIF - Incoterms 2010, en puerto de destino de las mercaderías.

Completar el formulario denominado “N - Exención de derechos de importación”.

ARTÍCULO 7°.- GARANTÍAS. Con la solicitud, los interesados deberán constituir garantías por la ejecución del proyecto presentado, vinculadas con cada uno de los beneficios solicitados que se indican a continuación. Cada garantía deberá constituirse por un monto equivalente al DIEZ POR CIENTO (10 %) del total de cada uno de los beneficios fiscales solicitados en concepto de:

a) Devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (I.V.A.);

b) Amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias;

c) Exención del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta; y

d) Certificado Fiscal.

Dichas garantías se constituirán dentro de los QUINCE (15) días hábiles de perfeccionada la presentación del proyecto. La falta de constitución de las referidas garantías implicará tener por no presentado el proyecto de inversión y el archivo de las actuaciones.

Las garantías previstas precedentemente tendrán como beneficiario a este MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

En los casos en que proceda la aprobación del proyecto de inversión y el otorgamiento de los beneficios, las garantías previstas en este artículo se liberarán del siguiente modo:

1) La correspondiente a la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (I.V.A.), una vez presentada la consignada en el Artículo 13, inciso a), del Anexo II de la presente resolución, por la primera solicitud;

2) Las correspondientes a la amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias y a la exención del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta, contra la verificación de la puesta en marcha del proyecto de inversión aprobado; y

3) La referida al Certificado Fiscal, una vez presentada la consignada en el Artículo 13, inciso b), del Anexo II de la presente resolución, por la primera solicitud, en caso de peticionarse el otorgamiento anticipado, o bien, con la entrega del Certificado Fiscal por el CIEN POR CIENTO (100 %) del beneficio si se solicita íntegramente al producirse la entrada en operación comercial del proyecto.

Cuando se rechace la solicitud de inclusión del proyecto de inversión en el RÉGIMEN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES, en el acto administrativo que lo decida se dispondrá la liberación de las referidas garantías.

Los originales de las garantías presentadas deberán ser remitidos para su custodia a la Tesorería de este Ministerio y se deberá adjuntar al expediente del procedimiento regulado en este Anexo una copia de las mismas. La Tesorería será el organismo encargado de devolver las garantías y para ello deberá haber recibido la correspondiente comunicación de la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES.

ANEXO C: LIMPIEZA DE DATASET PARA MODELO DE DEMANDA ENERGÉTICA

Se procede al cálculo de los indicadores SRES, TRES, HI, COOK y DFIT para cada uno de los residuos originales (1 a 26). Una vez obtenidos los datos para cada residuo, se elimina aquel punto que cumple, en mayor medida, con las siguientes características.

- HI >2 * (k + 1) / n
- Abs(SRES) >3
- Abs(TRES) >t (n - (k + 2) ; 0.005)
- Abs(DFIT) >2 * srqt (k / (n - (k + 1)))
- COOK >4 / (n - (k + 1))

i	SRES	TRES	HI	COOK	DFIT	¿SRES?	¿TRES?	¿HI?	¿COOK?	¿DFIT?	¿Outlier?	¿Leverage?	¿Influential?
1	0,575	0,567	0,151	0,020	0,239	0	0	0	0	0	0	0	0
2	-0,115	-0,113	0,146	0,001	-0,047	0	0	0	0	0	0	0	0
3	-0,196	-0,192	0,113	0,002	-0,068	0	0	0	0	0	0	0	0
4	-0,294	-0,288	0,102	0,003	-0,097	0	0	0	0	0	0	0	0
5	-0,811	-0,805	0,117	0,029	-0,293	0	0	0	0	0	0	0	0
6	-1,234	-1,249	0,117	0,067	-0,455	0	0	0	0	0	0	0	0
7	-0,642	-0,634	0,070	0,010	-0,173	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0,262	0,257	0,061	0,001	0,065	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0,872	0,868	0,096	0,027	0,282	0	0	0	0	0	0	0	0
10	-0,251	-0,245	0,316	0,010	-0,167	0	0	1	0	0	1	0	0
11	0,466	0,458	0,207	0,019	0,234	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0,638	0,629	0,116	0,018	0,228	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0,536	0,527	0,057	0,006	0,130	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0,701	0,693	0,039	0,007	0,139	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0,730	0,723	0,069	0,013	0,197	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0,099	0,097	0,090	0,000	0,031	0	0	0	0	0	0	0	0
17	-1,234	-1,249	0,047	0,025	-0,277	0	0	0	0	0	0	0	0
18	-1,057	-1,060	0,085	0,035	-0,324	0	0	0	0	0	0	0	0
19	-0,557	-0,548	0,143	0,017	-0,224	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0,958	0,956	0,101	0,034	0,320	0	0	0	0	0	0	0	0
21	1,179	1,190	0,111	0,058	0,419	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0,647	0,638	0,089	0,014	0,200	0	0	0	0	0	0	0	0
23	1,898	2,022	0,103	0,138	0,685	0	0	0	0	1	1	0	0
24	1,053	1,056	0,123	0,052	0,395	0	0	0	0	0	0	0	0
25	-1,747	-1,834	0,136	0,160	-0,727	0	0	0	0	1	1	0	0
26	-2,662	-3,130	0,197	0,581	-1,552	0	1	0	1	1	1	1	1

Tabla C.1: Limpieza del dataset empleado para la proyección de demanda energética.

El punto señalado es eliminado. se vuelve a correr el modelo y se prosigue a la eliminación, en forma iterativa, de los siguientes puntos atípicos.

i	SRES	TRES	HI	COOK	DFIT	¿SRES?	¿TRES?	¿HI?	¿COOK?	¿DFIT?	¿Outlier?	¿Leverage?	¿Influential?
1	1,010	1,010	0,160	0,065	0,442	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0,206	0,202	0,156	0,003	0,087	0	0	0	0	0	0	0	0
3	-0,043	-0,042	0,116	0,000	-0,015	0	0	0	0	0	0	0	0
4	-0,146	-0,143	0,105	0,001	-0,049	0	0	0	0	0	0	0	0
5	-0,685	-0,676	0,124	0,022	-0,254	0	0	0	0	0	0	0	0
6	-1,191	-1,203	0,123	0,067	-0,451	0	0	0	0	0	0	0	0
7	-0,653	-0,644	0,071	0,011	-0,177	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0,311	0,305	0,061	0,002	0,077	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0,858	0,853	0,098	0,027	0,282	0	0	0	0	0	0	0	0
10	-0,831	-0,824	0,335	0,116	-0,585	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0,129	0,126	0,221	0,002	0,067	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0,430	0,422	0,125	0,009	0,159	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0,401	0,393	0,062	0,004	0,101	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0,674	0,665	0,041	0,006	0,137	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0,815	0,809	0,070	0,017	0,221	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0,081	0,079	0,091	0,000	0,025	0	0	0	0	0	0	0	0
17	-1,720	-1,806	0,054	0,056	-0,430	0	0	0	0	0	0	0	0
18	-1,372	-1,402	0,087	0,060	-0,432	0	0	0	0	0	0	0	0
19	-0,730	-0,722	0,144	0,030	-0,296	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0,933	0,931	0,104	0,034	0,317	0	0	0	0	0	0	0	0
21	1,159	1,169	0,115	0,058	0,422	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0,377	0,370	0,103	0,005	0,126	0	0	0	0	0	0	0	0
23	1,835	1,947	0,119	0,151	0,715	0	0	0	0	1	1	0	0
24	0,693	0,684	0,151	0,028	0,288	0	0	0	0	0	0	0	0
25	-2,680	-3,191	0,165	0,475	-1,421	0	1	0	1	0	1	0	1

Tabla C.2: Limpieza del dataset empleado para la proyección de demanda energética.

i	SRES	TRES	HI	COOK	DFIT	¿SRES?	¿TRES?	¿HI?	¿COOK?	¿DFIT?	¿Outlier?	¿Leverage?	¿Influential?
1	1,525	1,579	0,169	0,157	0,711	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0,549	0,540	0,163	0,020	0,239	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0,149	0,145	0,119	0,001	0,054	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0,012	0,011	0,108	0,000	0,004	0	0	0	0	0	0	0	0
5	-0,612	-0,603	0,127	0,018	-0,230	0	0	0	0	0	0	0	0
6	-1,239	-1,255	0,126	0,074	-0,477	0	0	0	0	0	0	0	0
7	-0,698	-0,689	0,071	0,012	-0,191	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0,381	0,373	0,061	0,003	0,095	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0,926	0,923	0,099	0,031	0,306	0	0	0	0	0	0	0	0
10	-1,298	-1,321	0,341	0,291	-0,950	0	0	1	0	0	1	0	0
11	-0,114	-0,112	0,227	0,001	-0,060	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0,280	0,273	0,130	0,004	0,106	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0,276	0,270	0,066	0,002	0,072	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0,625	0,615	0,044	0,006	0,132	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0,827	0,821	0,071	0,018	0,228	0	0	0	0	0	0	0	0
16	-0,064	-0,063	0,093	0,000	-0,020	0	0	0	0	0	0	0	0
17	-2,348	-2,669	0,061	0,120	-0,683	0	0	0	0	1	1	0	0
18	-1,884	-2,017	0,092	0,120	-0,643	0	0	0	0	0	0	0	0
19	-1,116	-1,123	0,149	0,073	-0,470	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0,794	0,787	0,113	0,027	0,281	0	0	0	0	0	0	0	0
21	1,026	1,027	0,127	0,051	0,391	0	0	0	0	0	0	0	0
22	-0,010	-0,010	0,122	0,000	-0,004	0	0	0	0	0	0	0	0
23	1,709	1,797	0,140	0,158	0,725	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0,231	0,226	0,180	0,004	0,106	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla C.3: Limpieza del dataset empleado para la proyección de demanda energética.

i	SRES	TRES	HI	COOK	DFIT	¿SRES?	¿TRES?	¿HI?	¿COOK?	¿DFIT?	¿Outlier?	¿Leverage?	¿Influential?
1	1,759	1,864	0,169	0,209	0,840	0,840	0	0	1	1	1	0	1
2	0,646	0,636	0,164	0,027	0,281	0,281	0	0	0	0	0	0	0
3	0,155	0,152	0,119	0,001	0,056	0,056	0	0	0	0	0	0	0
4	-0,003	-0,003	0,108	0,000	-0,001	-0,001	0	0	0	0	0	0	0
5	-0,704	-0,694	0,127	0,024	-0,265	-0,265	0	0	0	0	0	0	0
6	-1,422	-1,462	0,126	0,097	-0,556	-0,556	0	0	0	0	0	0	0
7	-0,844	-0,837	0,071	0,018	-0,232	-0,232	0	0	0	0	0	0	0
8	0,358	0,350	0,061	0,003	0,089	0,089	0	0	0	0	0	0	0
9	0,937	0,934	0,101	0,033	0,313	0,313	0	0	0	0	0	0	0
10	-1,690	-1,780	0,345	0,502	-1,292	-1,292	0	1	1	1	1	1	1
11	-0,317	-0,310	0,230	0,010	-0,169	-0,169	0	0	0	0	0	0	0
12	0,153	0,149	0,133	0,001	0,058	0,058	0	0	0	0	0	0	0
13	0,166	0,162	0,069	0,001	0,044	0,044	0	0	0	0	0	0	0
14	0,575	0,565	0,046	0,005	0,124	0,124	0	0	0	0	0	0	0
15	0,820	0,813	0,073	0,018	0,229	0,229	0	0	0	0	0	0	0
16	-0,199	-0,194	0,095	0,001	-0,063	-0,063	0	0	0	0	0	0	0
18	-2,300	-2,614	0,095	0,186	-0,849	-0,849	0	0	0	1	1	0	0
19	-1,425	-1,466	0,152	0,121	-0,619	-0,619	0	0	0	0	0	0	0
20	0,723	0,714	0,117	0,023	0,260	0,260	0	0	0	0	0	0	0
21	0,973	0,972	0,131	0,048	0,378	0,378	0	0	0	0	0	0	0
22	-0,245	-0,239	0,129	0,003	-0,092	-0,092	0	0	0	0	0	0	0
23	1,703	1,796	0,147	0,167	0,746	0,746	0	0	0	1	1	0	0
24	-0,024	-0,023	0,190	0,000	-0,011	-0,011	0	0	0	0	0	0	0

Tabla C.4: Limpieza del dataset empleado para la proyección de demanda energética.

ANEXO D: LIMPIEZA DE DATASET PARA MODELO DE GENERACIÓN NO RENOVABLE

En el presente anexo se encuentran las tablas del proceso de limpieza de datos utilizados para modelar la generación de energías no renovables.

i	SRES	TRES	HI	COOK	DFIT	¿SRES?	¿TRES?	¿HI?	¿COOK?	¿DFIT?	¿Outlier?	¿Leverage?	¿Influential?
1	-1,299	-1,319	0,136	0,133	-0,524	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0,124	0,122	0,122	0,001	0,045	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0,374	0,367	0,113	0,009	0,131	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0,586	0,578	0,098	0,019	0,190	0	0	0	0	0	0	0	0
5	1,399	1,429	0,084	0,090	0,434	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0,038	0,037	0,075	0,000	0,011	0	0	0	0	0	0	0	0
7	-1,146	-1,154	0,068	0,048	-0,312	0	0	0	0	0	0	0	0
8	1,594	1,650	0,059	0,080	0,413	0	0	0	0	0	0	0	0
9	1,128	1,135	0,054	0,036	0,271	0	0	0	0	0	0	0	0
10	-1,956	-2,089	0,057	0,116	-0,514	0	0	0	0	0	0	0	0
11	-1,503	-1,546	0,047	0,056	-0,345	0	0	0	0	0	0	0	0
12	-0,214	-0,210	0,042	0,001	-0,044	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0,111	0,109	0,039	0,000	0,022	0	0	0	0	0	0	0	0
14	1,803	1,898	0,039	0,066	0,382	0	0	0	0	0	0	0	0
15	-1,485	-1,526	0,042	0,048	-0,319	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0,674	0,666	0,045	0,011	0,145	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0,640	0,632	0,044	0,009	0,135	0	0	0	0	0	0	0	0
18	-0,792	-0,785	0,052	0,017	-0,184	0	0	0	0	0	0	0	0
19	-0,749	-0,742	0,064	0,019	-0,193	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0,545	0,537	0,076	0,012	0,154	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0,660	0,652	0,088	0,021	0,203	0	0	0	0	0	0	0	0
22	-0,130	-0,127	0,093	0,001	-0,041	0	0	0	0	0	0	0	0
23	-0,139	-0,136	0,114	0,001	-0,049	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0,351	0,345	0,117	0,008	0,126	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0,602	0,594	0,115	0,024	0,214	0	0	0	0	0	0	0	0
26	-1,237	-1,251	0,117	0,102	-0,457	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla D.1: Limpieza del dataset empleado para la proyección de demanda energética.

ANEXO E: LIMPIEZA DE DATASET PARA MODELO DE GENERACIÓN TOTAL

En el presente anexo se encuentran las tablas del proceso de limpieza de datos utilizados para modelar la generación de energía total.

i	SRES	TRES	HI	COOK	DFIT	¿SRES?	¿TRES?	¿HI?	¿COOK?	¿DFIT?	¿Outlier?	¿Leverage?	¿Influential?
1	-1,151	-1,159	0,136	0,105	-0,461	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0,222	0,218	0,122	0,003	0,081	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0,455	0,448	0,113	0,013	0,160	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0,640	0,632	0,098	0,022	0,208	0	0	0	0	0	0	0	0
5	1,414	1,446	0,084	0,092	0,439	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0,066	0,065	0,075	0,000	0,018	0	0	0	0	0	0	0	0
7	-1,106	-1,112	0,068	0,045	-0,301	0	0	0	0	0	0	0	0
8	1,554	1,604	0,059	0,076	0,402	0	0	0	0	0	0	0	0
9	1,085	1,089	0,054	0,034	0,260	0	0	0	0	0	0	0	0
10	-1,925	-2,049	0,057	0,112	-0,504	0	0	0	0	0	0	0	0
11	-1,511	-1,555	0,047	0,057	-0,347	0	0	0	0	0	0	0	0
12	-0,277	-0,272	0,042	0,002	-0,057	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0,016	0,016	0,039	0,000	0,003	0	0	0	0	0	0	0	0
14	1,644	1,709	0,039	0,055	0,343	0	0	0	0	0	0	0	0
15	-1,602	-1,659	0,042	0,056	-0,347	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0,495	0,488	0,045	0,006	0,106	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0,469	0,461	0,044	0,005	0,098	0	0	0	0	0	0	0	0
18	-0,965	-0,963	0,052	0,026	-0,226	0	0	0	0	0	0	0	0
19	-0,941	-0,939	0,064	0,030	-0,245	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0,565	0,557	0,076	0,013	0,160	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0,740	0,733	0,088	0,027	0,228	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0,093	0,091	0,093	0,000	0,029	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0,039	0,038	0,114	0,000	0,014	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0,477	0,469	0,117	0,015	0,171	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0,782	0,775	0,115	0,040	0,280	0	0	0	0	0	0	0	0
26	-1,259	-1,275	0,117	0,105	-0,465	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla E.1: Limpieza del dataset empleado para la proyección de demanda energética.

ANEXO F: LIMPIEZA DE DATASET PARA MODELO DE GENERACIÓN TÉRMICA

En el presente anexo se encuentran las tablas del proceso de limpieza de datos utilizados para modelar la generación de energía térmica.

i	SRES	TRES	HI	COOK	DFIT	¿SRES?	¿TRES?	¿HI?	¿COOK?	¿DFIT?	¿Outlier?	¿Leverage?	¿Influential?
1	1,197	1,208	0,136	0,113	0,480	0	0	0	0	1	1	0	0
2	0,405	0,398	0,122	0,011	0,148	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0,807	0,801	0,113	0,042	0,286	0	0	0	0	0	0	0	0
4	1,640	1,704	0,098	0,146	0,561	0	0	0	0	1	1	0	0
5	-0,056	-0,055	0,084	0,000	-0,017	0	0	0	0	0	0	0	0
6	-0,072	-0,071	0,075	0,000	-0,020	0	0	0	0	0	0	0	0
7	1,430	1,464	0,068	0,075	0,396	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0,769	0,762	0,059	0,019	0,191	0	0	0	0	0	0	0	0
9	-1,643	-1,707	0,054	0,077	-0,408	0	0	0	0	0	0	0	0
10	-2,344	-2,614	0,057	0,167	-0,643	0	0	0	0	1	1	0	0
11	-1,758	-1,843	0,047	0,077	-0,411	0	0	0	0	1	1	0	0
12	-0,213	-0,208	0,042	0,001	-0,043	0	0	0	0	0	0	0	0
13	-0,769	-0,762	0,039	0,012	-0,153	0	0	0	0	0	0	0	0
14	-1,225	-1,239	0,039	0,030	-0,249	0	0	0	0	0	0	0	0
15	-0,493	-0,485	0,042	0,005	-0,102	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0,443	0,435	0,045	0,005	0,094	0	0	0	0	0	0	0	0
17	-0,758	-0,751	0,044	0,013	-0,160	0	0	0	0	0	0	0	0
18	-0,752	-0,745	0,052	0,016	-0,175	0	0	0	0	0	0	0	0
19	-0,061	-0,059	0,064	0,000	-0,015	0	0	0	0	0	0	0	0
20	1,322	1,345	0,076	0,072	0,386	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0,540	0,532	0,088	0,014	0,166	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0,354	0,347	0,093	0,006	0,111	0	0	0	0	0	0	0	0
23	-0,005	-0,005	0,114	0,000	-0,002	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0,850	0,845	0,117	0,048	0,308	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0,544	0,536	0,115	0,019	0,193	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0,099	0,097	0,117	0,001	0,035	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla F.1: Limpieza del dataset empleado para la proyección de demanda energética.

i	SRES	TRES	HI	COOK	DFIT	¿SRES?	¿TRES?	¿HI?	¿COOK?	¿DFIT?	¿Outlier?	¿Leverage?	¿Influential?
1	1,103	1,109	0,143	0,102	0,454	0	0	0	0	1	1	0	0
2	0,229	0,224	0,128	0,004	0,086	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0,686	0,678	0,119	0,032	0,249	0	0	0	0	0	0	0	0
4	1,630	1,695	0,103	0,153	0,575	0	0	0	0	1	1	0	0
5	-0,254	-0,249	0,089	0,003	-0,078	0	0	0	0	0	0	0	0
6	-0,262	-0,257	0,079	0,003	-0,076	0	0	0	0	0	0	0	0
7	1,425	1,460	0,072	0,079	0,407	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0,697	0,689	0,063	0,016	0,178	0	0	0	0	0	0	0	0
9	-1,988	-2,137	0,057	0,120	-0,527	0	0	0	0	1	1	0	0
10	-2,104	-2,290	0,050	0,117	-0,526	0	0	0	0	1	1	0	0
11	-0,364	-0,357	0,044	0,003	-0,076	0	0	0	0	0	0	0	0
12	-0,971	-0,970	0,041	0,020	-0,200	0	0	0	0	0	0	0	0
13	-1,466	-1,505	0,040	0,045	-0,308	0	0	0	0	0	0	0	0
14	-0,634	-0,625	0,043	0,009	-0,132	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0,418	0,411	0,046	0,004	0,090	0	0	0	0	0	0	0	0
16	-0,925	-0,922	0,044	0,020	-0,199	0	0	0	0	0	0	0	0
17	-0,901	-0,897	0,053	0,023	-0,211	0	0	0	0	0	0	0	0
18	-0,114	-0,112	0,064	0,000	-0,029	0	0	0	0	0	0	0	0
19	1,441	1,478	0,076	0,086	0,424	0	0	0	0	1	1	0	0
20	0,580	0,571	0,089	0,016	0,178	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0,376	0,369	0,093	0,007	0,118	0	0	0	0	0	0	0	0
22	-0,008	-0,008	0,114	0,000	-0,003	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0,947	0,945	0,117	0,060	0,345	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0,605	0,597	0,115	0,024	0,215	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0,110	0,108	0,117	0,001	0,039	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla F.2: Limpieza del dataset empleado para la proyección de demanda energética.

ANEXO G: MODELO MACROECONÓMICO PARA PROYECCIÓN DE DEMANDA

Se evalúa el algoritmo de Best Subsets para consumo residencial, intermedio y gran demanda, los tres componentes en que se divide la demanda total de energía.

Consumo Residencial.

Response is Res.

Vars	R-Sq	R-Sq (adj)	R-Sq (pred)	Mallows Cp	S	Cons. Priv	Gas. Gob.	Exp.	Imp.	Invers.
1	99.2	99.2	98.9	-0.8	781.62		X			
1	88.5	87.5	84.2	115.4	3047.4	X				
2	99.3	99.1	98.7	0.9	807.40	X	X			
2	99.3	99.1	98.7	1.1	813.28		X	X		
3	99.3	99.1	98.5	2.1	806.59	X	X		X	
3	99.3	99.1	98.5	2.4	821.65		X	X	X	
4	99.4	99.0	98.1	4.0	848.66	X	X	X	X	
4	99.3	99.0	98.3	4.1	853.62	X	X		X	X
5	99.4	98.9	97.6	6.0	906.20	X	X	X	X	X

Figura G.1: Algoritmo Best Subsets aplicado a los datos macroeconómicos para proyectar Consumo Residencial.

Consumo Intermedio.

Response is Cons. Int.

Vars	R-Sq	R-Sq (adj)	R-Sq (pred)	Mallows Cp	S	Cons. Priv	Gas. Glob.	Exp.	Imp.	Invers.
1	95.3	94.9	93.8	15.3	887.97	X				
1	91.5	90.8	88.4	35.0	1193.4		X			
2	97.5	97.0	96.3	6.1	684.43	X				X
2	96.9	96.3	95.3	9.1	756.28		X	X		
3	98.1	97.5	96.9	4.7	621.19	X		X		X
3	97.7	96.9	96.0	7.0	688.50	X			X	X
4	98.7	98.0	96.1	4.0	558.89	X	X	X		X
4	98.3	97.4	96.9	5.9	629.04	X		X	X	X
5	98.7	97.7	95.4	6.0	596.87	X	X	X	X	X

Figura G.2: Algoritmo Best Subsets aplicado a los datos macroeconómicos para proyectar Consumo Intermedio

Gran demanda.

Response is Gran Dema.

Vars	R-Sq	R-Sq (adj)	R-Sq (pred)	Mallows Cp	S	Cons. Prev	Gas. Gob.	Exp.	Imp.	Inver.
1	54.2	50.1	39.7	8.2	1509.3		X			
1	50.8	46.4	32.9	9.5	1564.7	X				
2	77.6	73.1	63.4	1.4	1107.1			X		X
2	63.1	55.7	43.9	6.9	1422.1	X		X		
3	81.0	74.7	59.2	2.1	1074.2		X	X		X
3	79.8	73.1	57.2	2.6	1108.5	X		X		X
4	81.3	71.9	50.9	4.0	1132.3	X	X	X		X
4	81.1	71.7	50.4	4.1	1136.1		X	X	X	X
5	81.4	68.1	37.8	6.0	1206.3	X	X	X	X	X

Figura G.3: Algoritmo Best Subsets aplicado a los datos macroeconómicos para proyectar Consumo Intermedio.

Ninguno de los subsets considerados posee mejores cualidades que el modelo inicialmente considerado, por lo que su combinación lineal no resultaría ventajosa respecto al primer modelo desarrollado.

ANEXO H: SERIE DE TIEMPO PARA PROYECCIÓN DE DEMANDA

A continuación pueden observarse los resultados del análisis de regresión realizado mediante la herramienta Minitab como soporte de las series de tiempo en la proyección de demanda energética.

Regression Analysis: Dem. Tot. (GWh) versus Año

Analysis of Variance

Source	DF	Adj SS	Adj MS	F-Value	P-Value
Regression	1	16792480093	16792480093	1378.73	0.000
Año	1	16792480093	16792480093	1378.73	0.000
Error	24	292312221	12179676		
Total	25	17084792314			

Model Summary

S	R-sq	R-sq(adj)	R-sq(pred)
3489.94	98.29%	98.22%	97.92%

Coefficients

Term	Coef	SE Coef	T-Value	P-Value	VIF
Constant	-6695076	183019	-36.58	0.000	
Año	3388.5	91.3	37.13	0.000	1.00

Regression Equation

Dem. Tot. (GWh) = -6695076 + 3388.5 Año

Figura H.1: Análisis de regresión para la demanda total respecto del tiempo.

ANEXO I: ALGORITMOS DE SCREENING APLICADOS A PREDICCIÓN DE DEMANDA

En este anexo se pueden encontrar los resultados del proceso de screening de variables relevantes en el modelo de predicción de demanda energética. Realizados con el apoyo del software Minitab.

Stepwise Selection of Terms

α to enter = 0.1, α to remove = 0.1

Analysis of Variance

Source	DF	Adj SS	Adj MS	F-Value	P-Value
Regression	2	18230680094	9115340047	3439.71	0.000
PBI perC (U$S)	1	121326616	121326616	45.78	0.000
Población (miles)	1	4135391113	4135391113	1560.51	0.000
Error	23	60950679	2650030		
Total	25	18291630772			

Model Summary

S	R-sq	R-sq(adj)	R-sq(pred)
1627.89	99.67%	99.64%	99.56%

Coefficients

Term	Coef	SE Coef	T-Value	P-Value	VIF
Constant	-222175	4362	-50.94	0.000	
PBI perC (U$S)	3.246	0.480	6.77	0.000	3.35
Población (miles)	7.307	0.185	39.50	0.000	3.35

Regression Equation

Dem. Total (GWh) = -222175 + 3.246 PBI perC (U$S) + 7.307 Población (miles)

Figura I.1: Algoritmo de Stepwise Regression para la Demanda Total, respecto del PBI per cápita y la población.

Se corre el algoritmo de Backward Elimination. Como puede verse, el modelo se mantiene

sin cambios; este resulta ser el mejor.

Backward Elimination of Terms

α to remove = 0.1

Analysis of Variance

Source	DF	Adj SS	Adj MS	F-Value	P-Value
Regression	2	18230680094	9115340047	3439.71	0.000
PBI perC (U$S)	1	121326616	121326616	45.78	0.000
Población (miles)	1	4135391113	4135391113	1560.51	0.000
Error	23	60950679	2650030		
Total	25	18291630772			

Model Summary

S	R-sq	R-sq(adj)	R-sq(pred)
1627.89	99.67%	99.64%	99.56%

Coefficients

Term	Coef	SE Coef	T-Value	P-Value	VIF
Constant	-222175	4362	-50.94	0.000	
PBI perC (U$S)	3.246	0.480	6.77	0.000	3.35
Población (miles)	7.307	0.185	39.50	0.000	3.35

Regression Equation

Dem. Total (GWh) = -222175 + 3.246 PBI perC (U$S) + 7.307 Población (miles)

Figura I.2: Algoritmo de Backward Elimination para la Demanda Total, respecto del PBI per cápita y la población.

ANEXO J: PROYECCIÓN DE DEMANDA ELÉCTRICA

Para la proyección de demanda eléctrica, consideramos inicialmente las siguientes series de datos de 1993 a 2018.

- PBI per cápita (U$S) a precios constantes de 2018 (Banco Mundial, 2019) (OCDE, 2018).
- Población (Banco Mundial, 2019).
- Demanda total de energía eléctrica (GWh) (CAMMESA, 2019a).

Con esta información procedimos a realizar un análisis exploratorio evaluando coeficientes de correlación entre variables como sigue.

Correlations

	PBI perC (U$S)	Población (miles
Población (miles	0.838	
	0.000	
Dem. Total (GWh)	0.878	0.995
	0.000	0.000

Cell Contents
Pearson correlation
P-Value

Figura J.1: Matriz de correlación y p-value asociado para las variables explicativas.

Puede observarse una buena correlación entre las variables consideradas. Como primer approach a un modelo consistente, se ejecutó la regresión por mínimos cuadrados para las variables mencionadas, cuyo output se observa a continuación.

Analysis of Variance

Source	DF	Adj SS	Adj MS	F-Value	P-Value
Regression	2	18230680094	9115340047	3439.71	0.000
PBI perC (U$S)	1	121326616	121326616	45.78	0.000
Población (miles)	1	4135391113	4135391113	1560.51	0.000
Error	23	60950679	2650030		
Total	25	18291630772			

Model Summary

S	R-sq	R-sq(adj)	R-sq(pred)
1627.89	99.67%	99.64%	99.56%

Coefficients

Term	Coef	SE Coef	T-Value	P-Value	VIF
Constant	-222175	4362	-50.94	0.000	
PBI perC (U$S)	3.246	0.480	6.77	0.000	3.35
Población (miles)	7.307	0.185	39.50	0.000	3.35

Regression Equation

Dem. Total (GWh) = -222175 + 3.246 PBI perC (U$S) + 7.307 Población (miles)

Figura J.2: Algoritmo Stepwise y su output para la regresión de la demanda de energía total en Argentina .

Con el fin de evaluar un modelo que contemple mayor complejidad, se consideró el caso del modelo macroeconómico. Existe una causalidad conceptual entre el valor de los componentes del PBI y el tipo de demanda incentivada por esta componente; por ejemplo, podría decirse que la demanda de usuarios residenciales está más fuertemente relacionada con el nivel de consumo privado que con el tamaño de las exportaciones. Para este análisis se tuvieron en cuenta las siguientes variables:

- Componentes del PBI según método del gasto: gastos de gobierno, exportaciones, importaciones, consumo privado e inversión privada. Datos en UMN a precios constantes. (Banco Mundial, 2019)
- Componentes de la demanda eléctrica: consumo residencial, consumos intermedios y gran demanda. Datos en MWh (CAMMESA, 2019a).

Se prosiguió a realizar un estudio de correlaciones.

Correlations

	Consumo Privado	Gastos de Gobier	Exportaciones (U	Importaciones (U
Gastos de Gobier	0.939			
	0.000			
Exportaciones (U	0.385	0.083		
	0.195	0.787		
Importaciones (U	0.969	0.893	0.470	
	0.000	0.000	0.105	
Residenciales (M	0.941	0.996	0.094	0.888
	0.000	0.000	0.761	0.000
Consumos Interme	0.976	0.957	0.310	0.939
	0.000	0.000	0.302	0.000
Gran demanda (MG	0.713	0.737	-0.049	0.670
	0.006	0.004	0.874	0.012
Demanda Eléctric	0.953	0.991	0.118	0.900
	0.000	0.000	0.701	0.000

	Residenciales (M	Consumos Interme	Gran demanda (MG
Consumos Interme	0.958		
	0.000		
Gran demanda (MG	0.752	0.630	
	0.003	0.021	
Demanda Eléctric	0.996	0.960	0.788
	0.000	0.000	0.001

Cell Contents
Pearson correlation
P-Value

Figura J.3: Matriz de correlación y p-value asociado para las variables explicativas

Las correlaciones evidencian las relaciones causales señaladas por el modelo; una demanda residencial incentivada por el consumo privado y gastos de gobierno mayoritariamente, un consumo intermedio y gran demanda con mayor correlación respecto a los componentes de la balanza comercial que la demanda residencial (importaciones y exportaciones), etc. Se continuó evaluando el modelo por el algortimo de Best Subsets. Una vez realizada la técnica de screening mencionada, no se obtuvo ninguna combinación de variables que agregue valor al primer modelo planteado, ya que los mejores subsets no presentaban valores de Cp y S que resulten mejores que el modelo general antes considerado (ver Anexo G).

Con el fin de mejorar el modelo inicialmente propuesto, se continúa evaluando la correlación con otras variables que podrían tener una relación causal con la demanda total de energía. En adición a los datos del primer modelo evaluado, se consideraron los siguientes datos anuales:

- Esperanza de vida de la población de Argentina en años (Banco Mundial, 2019).
- Índice de desarrollo humano (IDH) de la población Argentina en años (Banco Mundial, 2019).
- Nivel de emisiones de *CO2* en Argentina (MT per cápita) (Banco Mundial, 2019).

- Temperatura media anual del territorio nacional Argentino (Banco Mundial, 2019).

Correlations

	PBI perC (U$S)	Población (miles	Dem, Total (GWh)	Esp, Vida (años)
Población (miles	0.818			
	0.000			
Dem, Total (GWh)	0.863	0.995		
	0.000	0.000		
Esp, Vida (años)	0.788	0.997	0.988	
	0.000	0.000	0.000	
IDH	0.802	0.986	0.980	0.990
	0.000	0.000	0.000	0.000
Emisiones CO2	0.936	0.847	0.877	0.830
	0.000	0.000	0.000	0.000
Temp, Media Anua	0.295	0.265	0.277	0.233
	0.183	0.234	0.212	0.296

	IDH	Emisiones CO2
Emisiones CO2	0.822	
	0.000	
Temp, Media Anua	0.193	0.270
	0.390	0.225

Cell Contents
Pearson correlation
P-Value

Figura J.4: Matriz de correlación y p-value asociado para las variables explicativas.

Considerando que muchas de las variables explicativas enunciadas presentan una buena correlación respecto de la demanda energética (coeficiente de correlación elevado), se prosiguió a evaluar por el algoritmo de best subsets los posibles modelos a desarrollar con estas variables.

Response is Dem. Total (GWh)

Vars	R-Sq	R-Sq (adj)	R-Sq (pred)	Mallows Cp	S	PBI per C (US$)	Población (miles)	Esp. Vida (años)	IDH	Emisiones CO2	Temp. M. (°C)
1	99.1	99.0	98.9	52.2	2315.7		X				
1	97.6	97.5	97.1	165.2	3740.5			X			
2	99.8	99.8	99.7	-0.3	1125.0	X	X				
2	99.5	99.4	99.3	22.4	1757.5		X			X	
3	99.8	99.8	99.7	1.0	1129.9	X	X	X			
3	99.8	99.8	99.7	1.5	1148.5	X	X		X		
4	99.8	99.8	99.7	3.0	1161.7	X	X	X			X
4	99.8	99.8	99.7	3.0	1162.0	X	X	X		X	
5	99.8	99.7	99.6	5.0	1196.9	X	X	X		X	X
5	99.8	99.7	99.6	5.0	1197.4	X	X	X	X		X
6	99.8	99.7	99.6	7.0	1236.0	X	X	X	X	X	X

Figura J.5: Algoritmo Best Subsets aplicado para la evaluación de modelos regresivos con diversas variables.

Como puede verse en la Figura anterior, los valores de CP y S para los mejores subsets alcanzados con el conjunto de variables no resultan superiores a los ya implementados con el modelo original, por lo que no se evaluaron estudios de mayor profundidad sumando estas nuevas variables.

Como última posibilidad se evaluó el empleo de una serie de tiempo de los datos de demanda energética anual, respecto a los años de 1993 a 2018. Se realizó la estimación con una regresión (ver Anexo H). Analizando el output de la serie, esta se identifica con un CP y S similares a los originalmente entregados por el primer modelo evaluado, por lo que se decidió descartar también esta proyección.

Se puede concluir que, en términos de bondad de ajuste apto (menor al número de variables involucradas en el modelo sumado a un grado de libertad) y reducido desvío S, el primero que

sólo contempla al PBI per cápita y la población como variables explicativas es el mejor. A su vez, la superioridad de este modelo se vuelve aún más notoria considerando su simpleza, teniendo en cuenta el valor de la misma para la parsimonia de todo modelado estadístico.

Considerando entonces el set de variables del modelo destacado, se procedió a verificar su aptitud corriendo los algoritmos de Stepwise Regression y Backward Elimination, para terminar de verificar que ningún otro modelo más simple al propuesto sea superador (es decir, un modelo que sólo considere PBI per cápita o población). El output de estos análisis determinó que la primera regresión considerada continúa siendo la mejor (ver Anexo I); es decir, que el modelo superador es aquel que involucra a ambas variables explicativas.

Considerado el análisis desarrollado hasta este punto, se decide proseguir depurando el modelo de demanda de energía eléctrica como función del PBI per cápita y la población en Argentina. Con la regresión enunciada, se calculan los residuos y los indicadores SRES, TRES, HI, COOK y DFIT, los cuales aportan información sobre el grado de apalancamiento de los puntos considerados (leverage points), su atipicidad respecto al resto de los datos (outlier points) y su influencia sobre el modelo (influential points). Considerando los criterios comúnmente aconsejados para el tratamiento de estos puntos, se procedió con la eliminación iterativa de las observaciones de los años 2002, 2009, 2017 y 2018 (ver Anexo C). Los puntos mencionados fueron eliminados considerando, además del sustento estadístico de los indicadores mencionados, los siguientes aspectos:

- La demanda y PBI per cápita experimentaron una caída en 2002 producto de la crisis económica que se vivía en Argentina por ese entonces. Esta caída no se ve acompañada por una igual reducción de la población, por lo que el punto resulta atípico.
- Al igual que en el datapoint 2002, en 2009 una caída de la demanda y PBI per cápita no acompañada por una reducción en misma magnitud en la población derivó en la discrepancia de este punto con el modelo propuesto.
- El elevado incremento de tarifas eléctricas experimentado entre 2016 y 2018 desaceleró fuertemente el ritmo de la demanda para los últimos años con que se cuenta información. Esta desaceleración de la demanda, no representada en forma igual por la reducción de la población y el PBI per cápita (más allá de la caída de este último hacia 2018), determinó la lejanía de estos puntos respecto de lo explicado por el modelo, siendo entonces indicados como puntos atípicos. Considerando que el aumento de las tarifas debido a la reducción de subsidios estatales al consumo energético implica un cambio en el comportamiento de la variable explicada, el dataset podría haber sido cortado en esta instancia para evaluar desde el último tramo con otro modelo. Sin embargo, debido a la poca cantidad de puntos involucrados (sólo tres años) y la inestabilidad que tendría una variable que explique el

nivel de subsidios energéticos a futuro, se optó por mantener el modelo; que resulta muy consistente aún considerando estos aspectos.

Una vez descartados los puntos señalados, se volvió a correr el modelo como se puede observar en la siguiente Figura.

Regression Analysis: Dem. Total (GWh) versus PBI perC ... ación (miles)

Analysis of Variance

Source	DF	Adj SS	Adj MS	F-Value	P-Value
Regression	2	14788583063	7394291531	7827.45	0.000
PBI perC (U$S)	1	41726654	41726654	44.17	0.000
Población (miles)	1	2883523277	2883523277	3052.44	0.000
Error	19	17948561	944661		
Total	21	14806531623			

Model Summary

S	R-sq	R-sq(adj)	R-sq(pred)
971.937	99.88%	99.87%	99.83%

Coefficients

Term	Coef	SE Coef	T-Value	P-Value	VIF
Constant	-233315	3108	-75.06	0.000	
PBI perC (U$S)	2.387	0.359	6.65	0.000	4.19
Población (miles)	7.804	0.141	55.25	0.000	4.19

Regression Equation

Dem. Total (GWh) = -233315 + 2.387 PBI perC (U$S) + 7.804 Población (miles)

Figura J.6: Análisis de regresión para el modelo de la demanda energética considerando el dataset limpio de outliers, leverage e influential points.

Se puede observar que el nuevo análisis de regresión mantiene valores del 99,88 % y 99,87 % respectivamente, los cuales resultan más que aptos para el tipo de aplicación que se está dando a los datos. Por otra parte, los bajos p-value asociados a las variables explicativas y el intercepto indican que estos son estadísticamente significativos.

Para continuar validando las hipótesis de la regresión, se prosigue con el siguiente análisis residual.

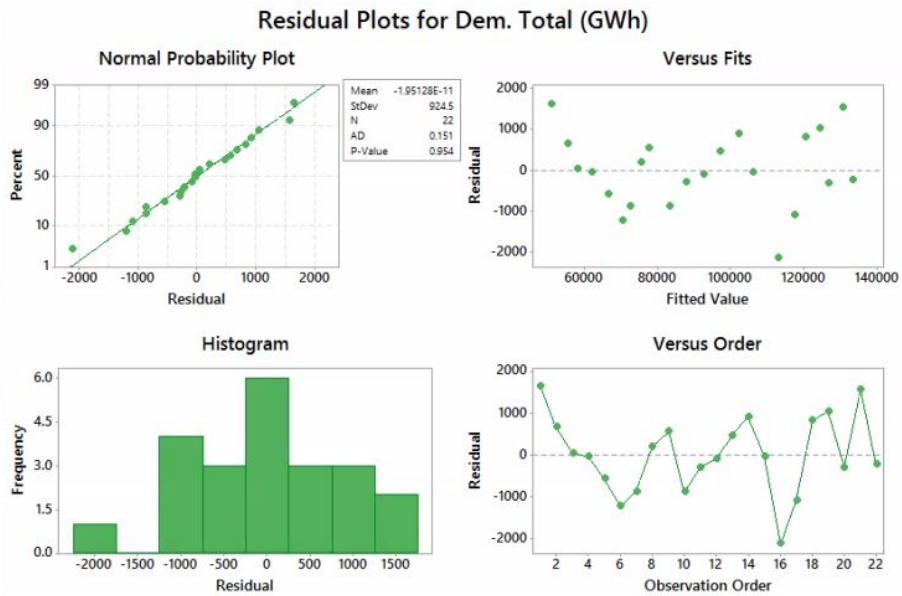


Figura J.7: Análisis residual para el modelo de la demanda energética considerando el dataset limpio de outliers, leverage e influential points.

Según indica la Figura, puede observarse que tres de las cuatro hipótesis que era necesario validar sobre los residuos para constatar la aptitud del método empleado se cumplen: una media de los residuos prácticamente nula, una distribución normal correctamente representada (validada al visualizar la forma del histograma y el valor de p-value asociado al test de Anderson-Darling que resulta mayor a un alpha de 0,1) y varianza constante. De esta forma, se procede a evaluar la cuarta hipótesis a probar sobre los residuos evaluado el estadístico de Durbin-Watson.

Figura J.8: Estadístico de Durbin-Watson para el modelo desarrollado.

Con alpha = 0,1, d = 1,38377 >DUalpha/2 = 1,15 y 4 - d = 2,61623 >DLalpha/2 = 1,64, por lo que se verifica que los errores no están autocorrelacionados (negativa o positivamente).

Finalmente, volviendo al análisis de la regresión, se puede observar que el factor de inflación de la varianza asociado a cada variable (VIFs) es menor a 10, lo que indica que la multicolinealidad relativa a las variables del modelo no es severa.

Considerando todos los puntos analizados, se concluye que el modelo valida todas las hipótesis estadísticas requeridas para una regresión multivariable. Para evaluar la capacidad predictiva del modelo, se lo vuelve a correr con datos de 1993 a 2012 (eliminando el

influential point de 2002 y el outlier del 2009) para evaluar error de las predicciones.

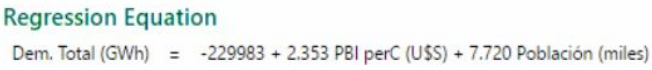


Figura J.9: Regresión calculada con datos de 1998 a 2012, eliminando outliers, influential y leverage points.

Año	Pob. Tot (mil)	PBI perC (U$S)	Dem. Tot. (GWh)	Forecast (GWh)	Abs(Error)	Abs(Error)^2	Abs(Error) / Dem. Tot
2013	42539,93	10699,20	125220	123600,43	1619,57	2622996,54	0,01310
2014	42981,52	10323,21	126421	126124,80	296,20	87733,42	0,00235
2015	43417,77	10498,59	132100	129905,33	2194,67	4816558,75	0,01689
2016	43847,43	10206,25	132970	132534,46	435,54	189690,92	0,00329
2017	44271,04	10397,14	132436	136253,90	3817,90	14576350,87	0,02802
2018	44689,00	10011,50	132999	138573,14	5574,14	31071005,37	0,04023

Tabla J.1: Proyección de 2013 hasta 2018, calculada con el modelo anterior.

MAE	2323,00
MSE	8894055,98
MAPE	1,73%
Forecast Accuracy	98,27%

Tabla J.2: Medidas del Error Medio Absoluto (MAE), Error Cuadrático Medio (MSE), Error Medio Absoluto Porcentual (MAPE) y exactitud del pronóstico (Forecast Accuracy) considerando datos de 2013 a 2018.

Con un forecast accuracy de 98,27 % en los años 2013 a 2018, se puede concluir que el modelo es muy apto para el pronóstico de demanda energética. Vuelve a correrse el forecast hacia el año 2045 cercano al cual, se estima, debe ubicarse el “break even point” del proyecto; para esto, se usa el modelo original con datos de 1993 a 2018 (eliminando los influential y outlier points de 2002, 2009, 2017 y 2018)

Año	Pob. Tot (mil.)	PBI perC (US$)	Forecast (GWh)
2019	45102,00	9751,19	141937,09
2020	45510,00	9924,69	145535,27
2021	45914,00	10142,32	149207,57
2022	46313,00	10345,16	152805,56
2023	46707,00	10552,07	156374,21
2024	47096,00	10763,11	159913,73
2025	47480,00	10978,37	163424,29
2026	47859,00	11197,94	166906,12
2027	48233,00	11421,90	170359,40
2028	48602,00	11650,34	173784,36
2029	48965,00	11883,34	177173,40
2030	49323,00	12121,01	180534,54
2031	49676,00	12339,19	183810,14
2032	50022,00	12561,29	187040,49
2033	50363,00	12787,40	190241,37
2034	50698,00	13017,57	193405,13
2035	51028,00	13251,89	196539,76
2036	51351,00	13490,42	199629,84
2037	51669,00	13733,25	202691,14
2038	51981,00	13980,45	205716,05
2039	52286,00	14232,09	208696,95
2040	52586,00	14488,27	211649,65
2041	52879,00	14749,06	214558,72
2042	53166,00	15014,54	217432,18
2043	53446,00	15284,80	220262,41
2044	53721,00	15559,93	223065,24
2045	53989,00	15840,01	225825,26

Tabla J.3: Proyección de demanda de energía eléctrica hasta 2045.

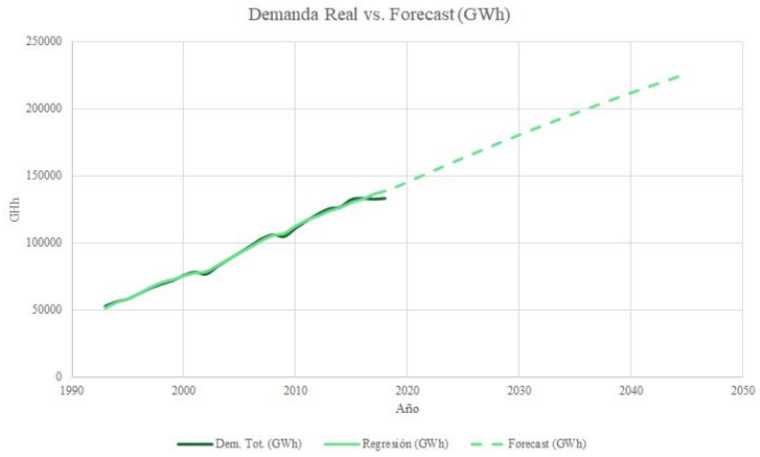


Figura J.10: Proyección de demanda de energía eléctrica hasta 2045.

J.1. Proyección de generación eléctrica

Se comenzó evaluando la relación entre las cantidades importadas y exportadas de energía en el SADI. Tomando los datos desde 2002 a 2018, se evalúo la diferencia entre importaciones y exportaciones respecto de la demanda total para el SADI en cada año, para finalmente calcular el promedio de variación de todos los años.

Año	Importaciones (GWh)	Exportaciones (GWh)	Demanda Total (GWh)	Variación (%)
2002	2210	1004	76486	-1,58%
2003	1234	437	82260	-0,97%
2004	1441	1938	87494	0,57%
2005	1222	1362	92387	0,15%
2006	559	2100	97593	1,58%
2007	3459	578	102960	-2,80%
2008	1774	1618	105935	-0,15%
2009	2040	1292	104605	-0,72%
2010	2351	359	110775	-1,80%
2011	2412	265	116381	-1,84%
2012	423	280	121192	-0,12%
2013	342	0	125220	-0,27%
2014	1390	6	126421	-1,09%
2015	1655	55	132100	-1,21%
2016	1470	329	132970	-0,86%
2017	734	69	132436	-0,50%
2018	344	280	132999	-0,05%

Tabla J.4: Balance anual entre importaciones y exportaciones en el SADI.

Considerando que el balance entre importaciones y exportaciones (ver tabla J.5) es aproximadamente nulo, se puede estimar que la oferta de energía eléctrica en el MEM es aproximadamente la generación total inyectada al sistema por las generadoras locals. Esta generación es levemente superior a la demanda total.

Promedio Variación (%)	-0,69%

Tabla J.5: Balance general entre importaciones y exportaciones en el SADI.

Como primer approach para el desarrollo de un modelo que prediga las cantidades generadas de energía eléctrica, se evaluó la correlación entre las distintas variables en que puede segmentarse la generación eléctrica, la demanda de energía del país, la población y el PBI per cápita. Se consideraron las siguientes variables y fuentes, en adición a las ya antes descriptas, con datos de 1993 a 2018.

- Generación Térmica en Argentina (GWh) (CAMMESA, 2019a).
- Generación Hidráulica en Argentina (GWh) (CAMMESA, 2019a).

- Generación Nuclear en Argentina (GWh) (CAMMESA, 2019a).
- Generación Renovable en Argentina (GWh) (CAMMESA, 2019a).

Correlations

	Gen. Tér. (GWh)	Gen. Hid. (GWh)	Gen. Nuc. (GWh)	Gen. Ren. (GWh)
Gen. Hid. (GWh)	0.630			
	0.001			
Gen. Nuc. (GWh)	-0.477	-0.526		
	0.014	0.006		
Gen. Ren. (GWh)	0.780	0.396	0.077	
	0.023	0.332	0.856	
Dem. Tot. (GWh)	0.986	0.743	-0.503	0.732
	0.000	0.000	0.009	0.039
PBI perC (U$S)	0.909	0.495	-0.346	-0.402
	0.000	0.010	0.084	0.323
Pob. Tot (mil.)	0.974	0.763	-0.513	0.544
	0.000	0.000	0.007	0.163

	Dem. Tot. (GWh)	PBI perC (U$S)
PBI perC (U$S)	0.878	
	0.000	
Pob. Tot (mil.)	0.995	0.838
	0.000	0.000

Cell Contents
Pearson correlation
P-Value

Figura J.11: Matriz de correlación entre variables.

Pueden observarse distintos niveles de correlación entre las variables a explicar (generación por fuentes y total) y las variables potencialmente explicativas (Demanda Total, PBI per cápita y Población Total). Sin embargo, puede observarse que la Generación Renovable y Nuclear no presenta una adecuada correlación con las variables explicativas (coeficientes bajos, lejanos a 0,9). Teniendo en cuenta que esto puede traer dificultades para la segmentación posterior de la generación para los tipos de fuente mencionados, se generó la variable “Generacion No Renovable”, como la sumatoria de todas aquellas fuentes excepto las renovables, y se evaluó su comportamiento a continuación con una matriz de correlación

Correlations

	Gen. No Ren. (GW	Pob. Tot (mil.)	PBI perC (U$S)	Dem. Tot. (GWh)
Pob. Tot (mil.)	0.992			
	0.000			
PBI perC (U$S)	0.883	0.838		
	0.000	0.000		
Dem. Tot. (GWh)	0.999	0.995	0.878	
	0.000	0.000	0.000	
Gen. Ren. (GWh)	0.794	0.544	-0.402	0.732
	0.019	0.163	0.323	0.039

Cell Contents
Pearson correlation
P-Value

Figura J.12: Matriz de correlación entre variables.

Puede observarse que Generación No Renovable tiene una muy buena correlación con Demanda Total, como también con Población Total y PBI per cápita. Considerando que esta variable incluye a la generación nuclear, que resultaba difícil de proyectar en forma aislada por la escasa correlación con las variables explicativas consideradas, se continuará realizando un análisis de regresión de esta nueva variable generada. Como existe una alta correlación entre población y PBI per cápita respecto de la Demanda Total, como también debido a que su correlación respecto a la Generación No Renovable es menor y que ya fueron usadas como variables explicativas para proyectar la Demanda Total, se opta por sacarlas del modelo a evaluar para evitar problemas de multicolinealidad.

J.1.1. Proyección de Generación No Renovable

Se corre el modelo de regresión por mínimos cuadrados considerando la proyección del valor de la generación no renovable respecto de la demanda total.

Regression Analysis: Gen. No Ren. (GWh) versus Dem. Tot. (GWh)

Analysis of Variance

Source	DF	Adj SS	Adj MS	F-Value	P-Value
Regression	1	16731423011	16731423011	9947.02	0.000
Dem. Tot. (GWh)	1	16731423011	16731423011	9947.02	0.000
Error	24	40369273	1682053		
Total	25	16771792284			

Model Summary

S	R-sq	R-sq(adj)	R-sq(pred)
1296.94	99.76%	99.75%	99.72%

Coefficients

Term	Coef	SE Coef	T-Value	P-Value	VIF
Constant	8437	946	8.92	0.000	
Dem. Tot. (GWh)	0.95640	0.00959	99.73	0.000	1.00

Regression Equation

Gen. No Ren. (GWh) = 8437 + 0.95640 Dem. Tot. (GWh)

Figura J.13: Análisis de regresión de la Generación No Renovable.

Considerando un valor de 99,76 % el cual resulta más que apto para el tipo de aplicación que se está dando a los datos, y la validación de la significatividad estadística del intercepto y pendiente (con p-values menores a 0,1), pareciera ser un modelo muy apto. Se prosigue realizando un análisis sobre posibles outliers, leverage e influential points. Como puede observarse en el Anexo D, no se detectaron puntos que deban ser eliminados del modelo.

Se continúa realizando un análisis residual.

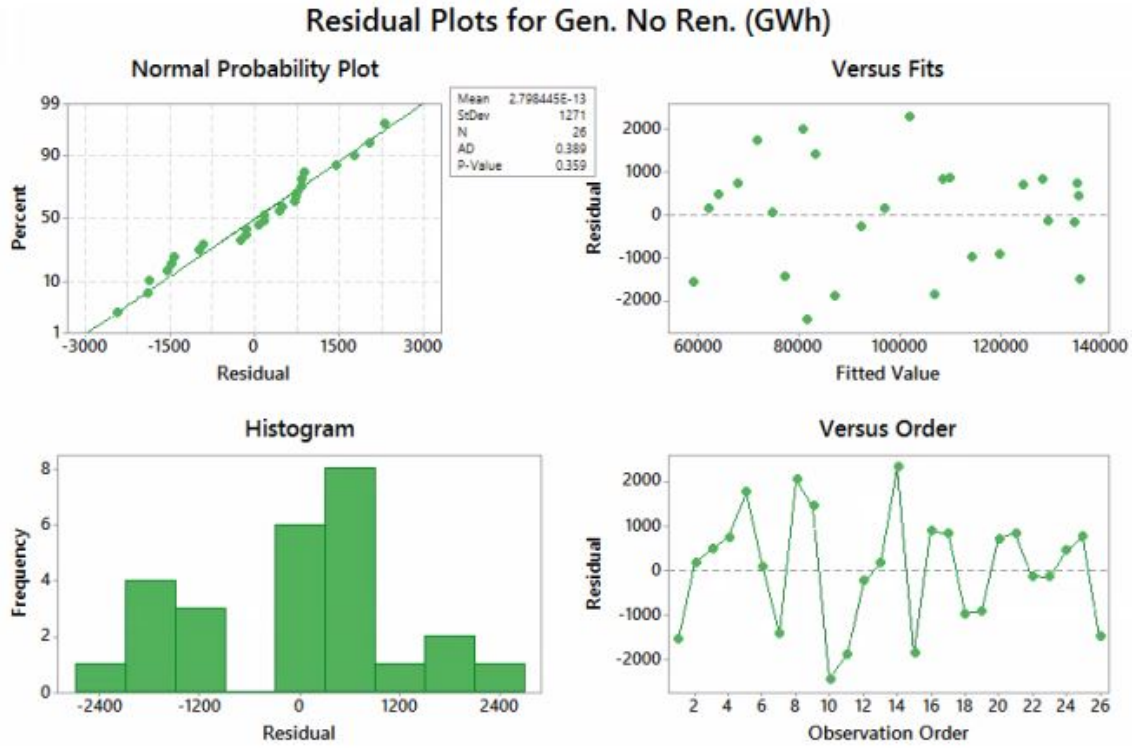


Figura J.14: Análisis residual para el modelo de la generación no renovable.

Según indica la Figura, puede observarse que tres de las cuatro hipótesis que era necesario validar sobre los residuos para constatar la aptitud del método empleado se cumplen: una media de los residuos prácticamente nula, una distribución normal correctamente representada (validada al visualizar la forma del histograma y el valor de p-value asociado al test de Anderson-Darling que resulta mayor a un alpha de 0,1) y varianza constante. De esta forma, se procede a evaluar la cuarta hipótesis a probar sobre los residuos evaluado el estadístico de Durbin-Watson.

Figura J.15: Estadístico de Durbin-Watson para el modelo desarrollado.

Con alpha = 0,1, d = 2,02041 >DUalpha/2 = 1,30 y 4 - d = 1,97959 >DLalpha/2 = 1,46, por lo que puede verificarse que los errores no están autocorrelacionados (negativa o positivamente).

Considerando todos los puntos analizados, se concluye que el modelo valida todas las hipótesis estadísticas requeridas para una regresión lineal. Para evaluar la capacidad predictiva del modelo, se lo vuelve a correr con datos de 1993 a 2012 para evaluar error de las predicciones.

Figura J.16: Regresión calculada con datos de 1998 a 2012.

Año	Dem. Tot. (GWh)	Gen. No Ren. (GWh)	Forecast No. Ren. (GWh)	Abs(Error)	Abs(Error)^2	Abs(Error) / Dem. Tot
2013	125220	129015	128179	835,64	698287,52	0,00652
2014	126421	129186	129328	141,76	20095,95	0,00110
2015	132100	134608	134758	150,02	22506,00	0,00111
2016	132970	136038	135590	448,09	200781,06	0,00330
2017	132436	135834	135079	754,70	569567,26	0,00559
2018	132999	134131	135618	1486,64	2210109,79	0,01096

Tabla J.6: Proyección de 2013 hasta 2018, calculada con el modelo anterior.

MAE	636,14
MSE	620224,60
MAPE	0,48%
Forecast Accuracy	99,52%

Tabla J.7: Medidas del Error Medio Absoluto (MAE), Error Cuadrático Medio (MSE), Error Medio Absoluto Porcentual (MAPE) y exactitud del pronóstico (Forecast Accuracy) considerando datos de 2013 a 2018.

Con un forecast accuracy de 99,52 % en los años 2013 a 2018, se puede concluir que el modelo es muy apto para el pronóstico de generación no renovable.

J.1.2. Proyección de Generación Renovable

Se corre el modelo de regresión por mínimos cuadrados considerando la proyección del valor de la generación térmica respecto de la demanda total.

Regression Analysis: Gen. Total (GWh) versus Dem. Tot. (GWh)

Analysis of Variance

Source	DF	Adj SS	Adj MS	F-Value	P-Value
Regression	1	16968911382	16968911382	9658.38	0.000
Dem. Tot. (GWh)	1	16968911382	16968911382	9658.38	0.000
Error	24	42165862	1756911		
Total	25	17011077244			

Model Summary

S	R-sq	R-sq(adj)	R-sq(pred)
1325.49	99.75%	99.74%	99.71%

Coefficients

Term	Coef	SE Coef	T-Value	P-Value	VIF
Constant	7933	966	8.21	0.000	
Dem. Tot. (GWh)	0.96317	0.00980	98.28	0.000	1.00

Regression Equation

Gen. Total (GWh) = 7933 + 0.96317 Dem. Tot. (GWh)

Figura J.17: Análisis de regresión de la Generación Total.

Considerando un valor de R^2 99,75 % el cual resulta más que apto para el tipo de aplicación que se está dando a los datos, y la validación de la significatividad estadística del intercepto y pendiente (con p-values menores a 0,1), pareciera ser un modelo muy apto. Se prosigue realizando un análisis sobre posibles outliers, leverage e influential points. Como puede observarse en el Anexo E, no se detectaron puntos que deban ser eliminados del modelo.

Se continúa realizando un análisis residual.

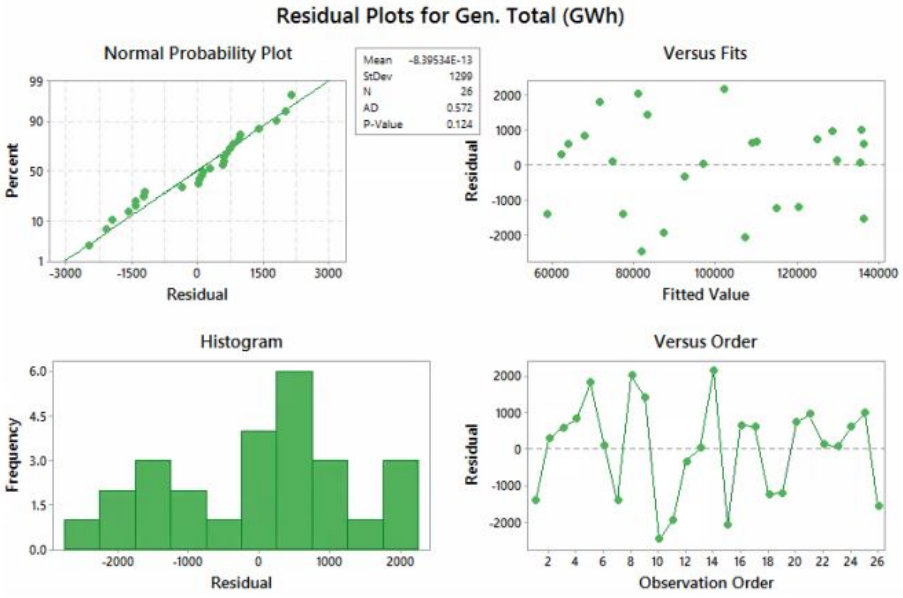


Figura J.18: Análisis residual para el modelo de la generación total.

Según indica la Figura J.18, puede observarse que tres de las cuatro hipótesis que era necesario validar sobre los residuos para constatar la aptitud del método empleado se cumplen: una media de los residuos prácticamente nula, una distribución normal correctamente representada (validada al visualizar la forma del histograma y el valor de p-value asociado al test de Anderson-Darling que resulta mayor a un alpha de 0,1) y varianza constante. De esta forma, se procede a evaluar la cuarta hipótesis a probar sobre los residuos evaluado el estadístico de Durbin-Watson.

Figura J.19: Estadístico de Durbin-Watson para el modelo desarrollado.

Con alpha = 0,1, d = 1,98184 >DUalpha/2 = 1,30 y 4 - d = 2,01816 >DLalpha/2 = 1,46, por lo que se verifica que los errores no están autocorrelacionados (negativa o positivamente).

Considerando todos los puntos analizados, se concluye que el modelo valida todas las hipótesis estadísticas requeridas para una regresión lineal. Para evaluar la capacidad predictiva del modelo, se lo vuelve a correr con datos de 1993 a 2012 para evaluar error de las predicciones.

Figura J.20: Regresión calculada con datos de 1998 a 2012.

Año	Dem. Tot. (GWh)	Gen. Total (GWh)	Forecast Gen. Tot. (GWh)	Abs(Error)	Abs(Error)^2	Abs(Error) / Dem. Tot
2013	125220	129477	128275	1201,76	1444231,90	0,00937
2014	126421	129815	129426	389,32	151573,25	0,00301
2015	132100	135216	134866	350,41	122787,17	0,00260
2016	132970	136599	135699	900,04	810066,60	0,00663
2017	132436	136466	135187	1278,56	1634704,42	0,00946
2018	132999	134466	135727	1260,74	1589470,64	0,00929

Tabla J.8: Proyección de 2013 hasta 2018, calculada con el modelo anterior.

MAE	896,81
MSE	958805,67
MAPE	0,67%
Forecast Accuracy	99,33%

Tabla J.9: Medidas del Error Medio Absoluto (MAE), Error Cuadrático Medio (MSE), Error Medio Absoluto Porcentual (MAPE) y exactitud del pronóstico (Forecast Accuracy) considerando datos de 2013 a 2018.

J.1.3. Proyección de generación térmica

Se corre el modelo de regresión por mínimos cuadrados considerando la proyección del valor de la generación térmica respecto de la demanda total.

Regression Analysis: Gen. Tér. (GWh) versus Dem. Tot. (GWh)

Analysis of Variance

Source	DF	Adj SS	Adj MS	F-Value	P-Value
Regression	1	12222503849	12222503849	868.42	0.000
Dem. Tot. (GWh)	1	12222503849	12222503849	868.42	0.000
Error	24	337784461	14074353		
Total	25	12560288310			

Model Summary

S	R-sq	R-sq(adj)	R-sq(pred)
3751.58	97.31%	97.20%	96.89%

Coefficients

Term	Coef	SE Coef	T-Value	P-Value	VIF
Constant	-21341	2735	-7.80	0.000	
Dem. Tot. (GWh)	0.8174	0.0277	29.47	0.000	1.00

Regression Equation

Gen. Tér. (GWh) = -21341 + 0.8174 Dem. Tot. (GWh)

Figura J.21: Análisis de regresión de la Generación Térmica.

Considerando un valor de R^2 97,31 %, el cual resulta más que apto para el tipo de aplicación que se está dando a los datos, y la validación de la significatividad estadística del intercepto y pendiente (con p-values menores a 0,1), pareciera ser un modelo muy apto. Se prosigue realizando un análisis sobre posibles outliers, leverage e influential points. Como puede observarse en el Anexo F, los puntos asociados a los años 2002 y 2003 debieron ser eliminados del modelo. Más allá del sustento estadístico para la eliminación de estos puntos, una interpretación teórica definió la eliminación de estos valores: con la caída en la demanda

de energía de 2002 se experimentó una brusca caída en la generación eléctrica, la cual principalmente afectó a la generación térmica (que no es puramente de base y resulta más costosa que otras fuentes de generación que sí lo son, como la hidráulica y la nuclear) ubicando a este punto en una posición alejada de la esperable para el modelo (ya que PBI per cápita y fundamentalmente población no evolucionaron de la misma forma) y, a su vez, ubicando al siguiente también en una posición de outlier (debido a que el fuerte incremento, una vez superada la crisis, no se ve explicado por un incremento similar en PBI y población). Para ver los puntos puntualmente eliminados, ver el Anexo F.

Una vez limpio el set de datos, se continúa realizando un análisis residual.

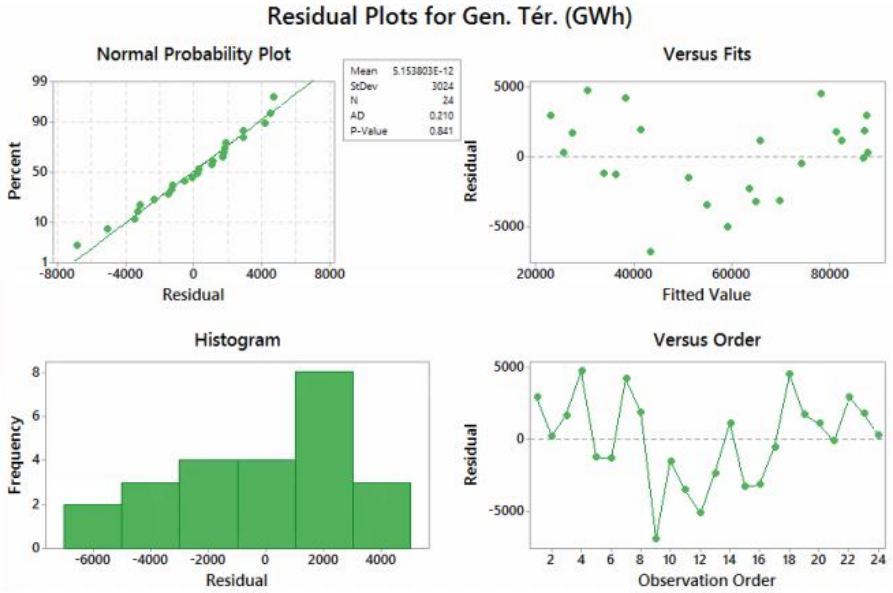


Figura J.22: Análisis residual para el modelo de la generación térmica.

Según indica la Figura, puede observarse que tres de las cuatro hipótesis que era necesario validar sobre los residuos para constatar la aptitud del método empleado se cumplen: una media de los residuos prácticamente nula, una distribución normal correctamente representada (validada al visualizar la forma del histograma y el valor de p-value asociado al test de Anderson-Darling que resulta mayor a un alpha de 0,1) y varianza constante. De esta forma, se procede a evaluar la cuarta hipótesis a probar sobre los residuos evaluado el estadístico de Durbin-Watson.

Figura J.23: Estadístico de Durbin-Watson para el modelo desarrollado.

Con alpha = 0.1, d = 1.40665 >DUalpha/2 = 1.27 y 4 - d = 2.59335 >DLalpha/2 = 1.45, por lo que verificamos que los errores no están autocorrelacionados (negativa o positivamente). Considerando todos los puntos analizados, se concluye que el modelo valida todas las hipótesis estadísticas requeridas para una regresión lineal. Para evaluar la capacidad predictiva del modelo, se lo vuelve a correr con datos de 1993 a 2012 para mensurar el error de las predicciones.

Figura J.24: Regresión calculada con datos de 1998 a 2012.

Año	Dem. Tot. (GWh)	Gen. Tér. (GWh)	Forecast Gen. Tér. (GWh)	Abs(Error)	Abs(Error)^2	Abs(Error) / Dem. Tot
2013	125220	82953	79127	3826,49	14642041,03	0,04836
2014	126421	83265	80041	3224,05	10394502,27	0,04028
2015	132100	86625	84365	2260,06	5107871,20	0,02679
2016	132970	90349	85027	5321,64	28319873,58	0,06259
2017	132436	88838	84621	4217,23	17785025,50	0,04984
2018	132999	87726	85049	2676,56	7163980,93	0,03147

Tabla J.10: Proyección de 2013 hasta 2018, calculada con el modelo anterior.

MAE	3587,67
MSE	13902215,75
MAPE	4,32%
Forecast Accuracy	95,68%

Tabla J.11: Medidas del Error Medio Absoluto (MAE), Error Cuadrático Medio (MSE), Error Medio Absoluto Porcentual (MAPE) y exactitud del pronóstico (Forecast Accuracy) considerando datos de 2013 a 2018.

ANEXO K: PROYECCIONES DE BASURA

K.1. Proyección de generación de basura

En cuanto a la generación de basura per cápita, se procedió a la selección de variables considerando 4 posibles: PBI AMBA+CABA, Población AMBA+CABA, Consumo de hogares y Consumo de gobierno. Tanto la variable del PBI como la de consumo de hogares y consumo de gobierno fueron adaptadas a través de la cantidad de población para que representen solo el territorio de influencia de este proyecto. El cálculo de este factor es el descrito en el cuerpo del documento, arrojando como factor 0,3155.

En primera instancia se busca estudiar la correlación entre las variables. En este caso se puede observar que Consumo de hogares y gobierno se encuentran correlacionadas entre sí con un p value<0,000 y poseen se mueven en dirección contraria a PBI AMBA y Población AMBA; PBI y Población están correlacionadas positivamente mientras que población y consumo hogares están correlacionadas negativamente con un p-value<0,000.

Correlaciones

	pbi amba	poblacion amba	Consumo hogares
poblacion amba	0,778		
	0,014		
Consumo hogares	-0,762	-0,994	
	0,017	0,000	
Consumo gobierno	-0,812	-0,996	0,995
	0,008	0,000	0,000

Contenido de la celda
Correlación de Pearson
Valor p

Figura K.1: Matriz de correlación entre PBI AMBA, población AMBA, consumo de los hogares y consumo de gobierno.

la respuesta es Generado

Vars	R-cuad.	R-cuad. (ajust)	R-cuad. (pred.)	Cp de Mallows	S	población AMBA	pbi AMBA	Consumo hogares	Consumo gobierno
1	96,0	95,4	94,2	6,9	205829	X			
1	94,9	94,2	92,4	9,9	230983				X
2	97,0	96,0	94,4	5,7	190757	X	X		
2	96,5	95,4	91,6	7,2	205981	X		X	
3	98,2	97,1	93,2	4,3	162401	X	X		X
3	97,4	95,8	87,8	6,7	196236	X	X	X	
4	98,6	97,3	94,1	5,0	158130	X	X	X	X

Figura K.2: Algoritmo de Best Subsets para la proyección de basura respecto a las variables población AMBA, PBI AMBA, consumo de hogares y consumo de gobierno.

Por ende, se evalúa que modelo elegir a través de la herramienta Best-Subsets. Esta no solo considera las variables propuestas sino las diferentes interacciones que puedan darse, en este caso hasta nivel 1 (de acuerdo a lo parametrizado en el software). De acuerdo a lo que se puede observar en la figura K.2, se elige correr un modelo que tome como predictor a la variable Población AMBA, que involucra población de AMBA y CABA.

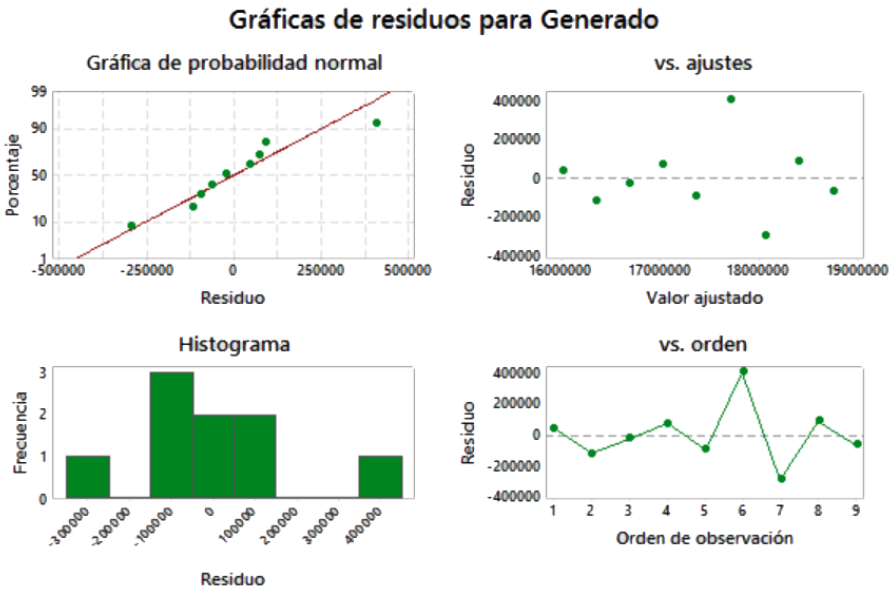


Figura K.3: Análisis residual para la regresión seleccionada.

En este caso, los residuos poseen una distribución que si bien puede aproximarse por una normal, refleja la falta de datos. Si bien la columna que contiene al cero no es la que posee mayor frecuencia en el histograma de residuos, esto se puede atribuir a la forma en que Minitab atribuye los rangos.

En el gráfico de residuos vs. orden no se encuentran más de 4 puntos con la misma tendencia (creciente o decreciente). Se analizó hacer el test estadístico de Durbin Watson para la autocorrelación serial, pero el tamaño de muestra pequeño impidió llevarlo adelante.

Por último, se realizó un análisis para detectar outliers, influential y leverage points, y otras comprobaciones estadísticas que permitan validar la regresión realizada.

AÑO	GENERADO (TON/DIA)	POBLACIÓN AMBA	AJUSTES	RESID	RESIDEST	RESZ	HI	COOK	AJUSTD
2008	16053	12740644	16011812	41399	0,25	0,24	0,37	0,02	0,18
2009	16219	12872213	16340409	-121421	-0,69	-0,66	0,26	0,08	-0,39
2010	16648	13006137	16674888	-27032	-0,14	-0,13	0,18	0,00	-0,06
2011	17086	13142745	17016070	69499	0,36	0,34	0,13	0,01	0,13
2012	17266	13281521	17362666	-96689	-0,50	-0,47	0,11	0,02	-0,17
2013	18119	13421346	17711883	406934	2,12	3,27	0,13	0,33	1,25
2014	17764	13560668	18059843	-295367	-1,58	-1,83	0,18	0,27	-0,85
2015	18493	13698305	18403594	89118	0,50	0,48	0,26	0,05	0,28
2016	18676	13833864	18742157	-66440	-0,41	-0,38	0,38	0,05	-0,30

Tabla K.1: Análisis de residuos para la proyección realizada.

Los criterios de evaluación para descartar los datos fueron los antes enunciados:

- HI >2 * (k + 1) / n
- Abs(SRES) >3
- Abs(TRES) >t (n - (k + 2) ; 0.005)
- Abs(DFIT) >2 * srqt (k / (n - (k + 1)))
- COOK >4 / (n - (k + 1))

Donde el punto del año 2013 mostró un valor de COOK elevado, siendo un punto influencial. Sin embargo el tamaño reducido de la muestra hace que los estadísticos calculados no puedan ser intepretados de manera directa por lo que se procedió a buscar alguna causa que explicara un comportamiento distintivo para la generación de basura en el año 2013, sin éxito. Por ende, se decidió dejar este punto para las regresiones utilizadas.

AÑO	POBLACIÓN AMBA	GENERADO (TON/DIA)	FORECAST (KG/HAB)	ABS(ERROR)	ABS(ERROR)^2	ABS(ERROR) / DEM. TOT
2008	12740644	16053	16012	41	1714	0,00258
2009	12872213	16219	16340	121	14743	0,00749
2010	13006137	16648	16675	27	731	0,00162
2011	13142745	17086	17016	69	4830	0,00407
2012	13281521	17266	17363	97	9349	0,00560
2013	13421346	18119	17712	407	165596	0,02246
2014	13560668	17764	18060	295	87242	0,01663
2015	13698305	18493	18404	89	7942	0,00482
2016	13833864	18676	18742	66	4414	0,00356

Tabla K.2: Cálculo de los errores para evaluar la capacidad de la proyección.

AÑO	POBLACION AMBA	GENERACIÓN DIARIA EN BASE ANUAL (KG/HAB)	REGRESIÓN (KG/HAB)	FORECAST (KG/HAB)
2008	12740644	16053	16012	
2009	12872213	16219	16340	
2010	13006137	16648	16675	
2011	13142745	17086	17016	
2012	13281521	17266	17363	
2013	13421346	18119	17712	
2014	13560668	17764	18060	
2015	13660602	18493	18309	
2016	13791276	18676	18636	18636
2017	13920019			18957
2018	14046658			19274
2019	14171017			19384
2020	14292923			19459
2021	14412322			19987
2022	14529331			20479
2023	14644029			20766
2024	14756494			21046
2025	14866807			21322
2026	14975070			21592
2027	15081230			21857
2028	15185133			22117
2029	15286625			22370
2030	15385552			22618
2031	15482016			22858
2032	15576121			23093
2033	15667712			23322
2034	15756637			23544
2035	15842743			23759
2036	15926088			23968
2037	16006774			24169
2038	16084714			24364
2039	16159822			24551
2040	16232009			24732

Tabla K.3: Proyecciones realizadas hasta 2043 para la generación de residuos.

K.2. Proyección de basura dispuesta

En este caso se consideraron datos de la totalidad de la basura que procesa el CEAMSE, desde 2009 hasta 2018. El dato de 2018 mostraba el acumulado hasta el mes de Octubre, por lo que viendo la constancia de la estacionalidad para los últimos meses del año se optó por ajustarlo por período temporal para así tener un dato significativo.

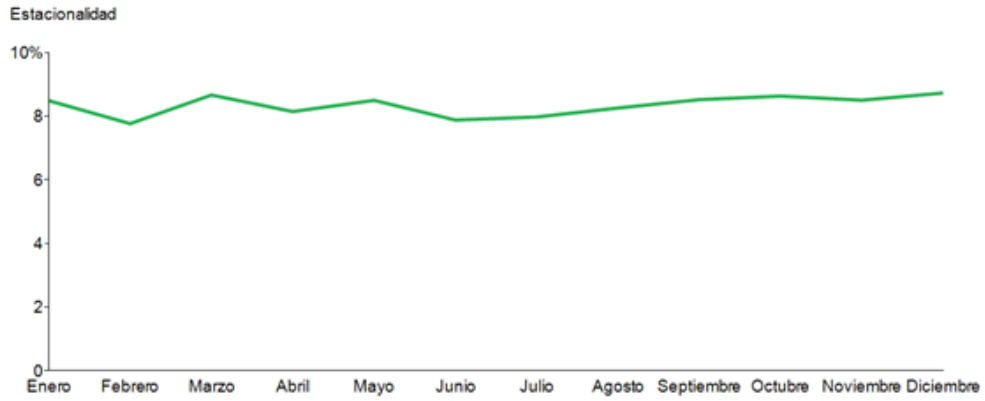


Figura K.4: Estacionalidad de basura dispuesta.

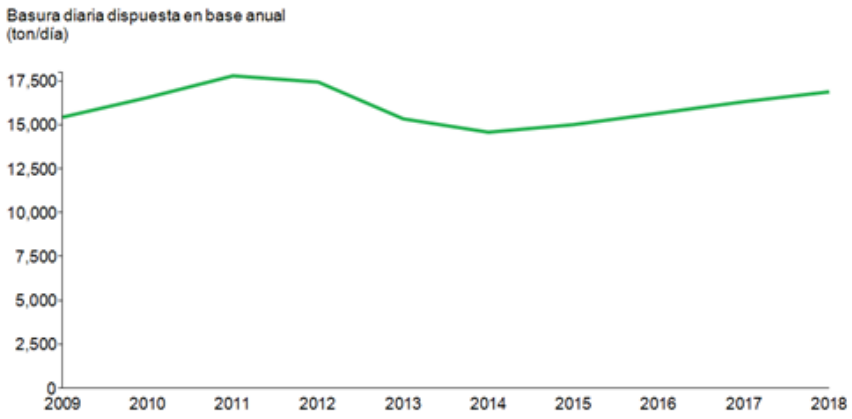


Figura K.5: Promedio diario de basura dispuesta, en base anual.

En este caso se puede ver un gráfico de dispersión, donde se identifican tres períodos temporales con comportamientos distintivos.

- Desde 2009 hasta 2011: disposición normal y tendencia lineal.
- Desde 2012 hasta 2013: introducción del programa de reciclaje en CABA, inauguración y puesta en marcha de la planta de TMB (tratamiento mecánico biológico).

- Desde 2014 hasta 2018: disposición normal y tendencia lineal con menor pendiente que en el primer período, lo cual es lógico dada la implementación de programas de reciclaje en origen no solo en CABA sino también en otros distritos del AMBA.

Con eso en mente se realizará una regresión a partir del año 2014 con la condición ceteris paribus; esto es decir, la regresión permitirá conocer la basura dispuesta potencial si no hubieran cambios significativos tales como la implementación de nuevos programas o la instalación de plantas como la que este proyecto propone. Por los motivos mencionados anteriormente se consideraron los datos desde 2014 para realizar las regresiones, lo cual trae aparejada la reducción en la cantidad de observaciones. Sin embargo, la relación encontrada tiene sentido de negocio y es un benchmark para conocer qué pasaría si no se introducen cambios. En otras palabras, es el peor escenario posible para la basura dispuesta en Argentina.

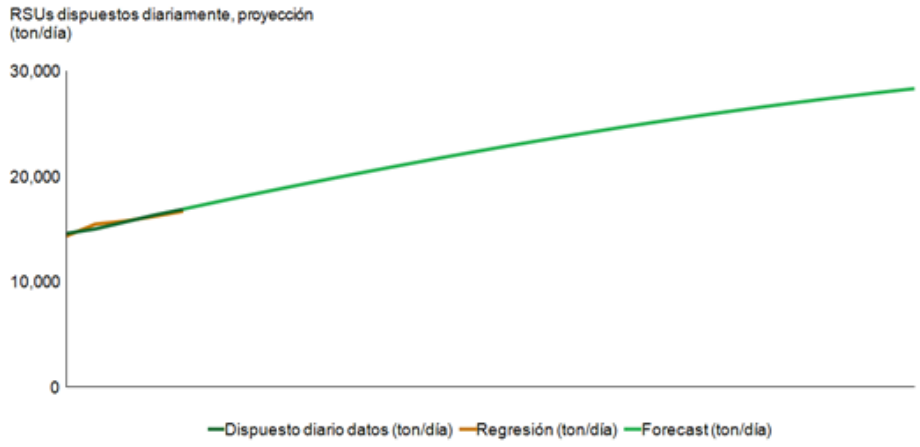


Figura K.6: Histórico y proyección de dispuesto diario (ton/día) en AMBA.

MAE	221,37
MSE	65935,36
MAPE	1,44%
FORECAST ACCURACY	98,56%
R^2	99,6%

Tabla K.4: Resultados obtenidos de MAE, MSE, MAPE Forecast Accuracy y R^2.

Los modelos comparados involucraron como variables explicativas la basura generada, el PBI de AMBA y CABA y la población del conglomerado. Se encontró, de forma consistente con el modelo utilizado para basura generada, correlación entre la población de AMBA y la basura generada.

Finalmente, la proyección culminó con la elección de la basura generada como variable explicativa y la basura dispuesta como variable explicada. Esto posee sentido no sólo estadístico sino también de negocio, pues el incremento de la basura generada deriva en un aumento de la porción a disponer. El análisis de signos es consistente con esto también, de todas maneras, el análisis estadístico y las consideraciones especiales podrán encontrarse en el anexo M.

K.3. Proyecciones de calidad de basura

La metodología que fue utilizada para la determinación de la calidad de la basura generada en el tiempo, entendida como la composición física de dicha basura, consta de 3 puntos clave:

1. Proyección de serie de tiempo de composición física en CABA tomando en cuenta los límites máximos y mínimos teóricos
2. Determinación del factor de corrección entre CABA y AMBA
3. Generación de proyección final para CABA y AMBA

A modo de seleccionar el conjunto de composiciones a las cuales es sensato aplicarles el presente análisis, se observó el ajuste lineal de la series de datos y se seleccionaron aquellos cuyo R^2 dio mayor a 0,6.

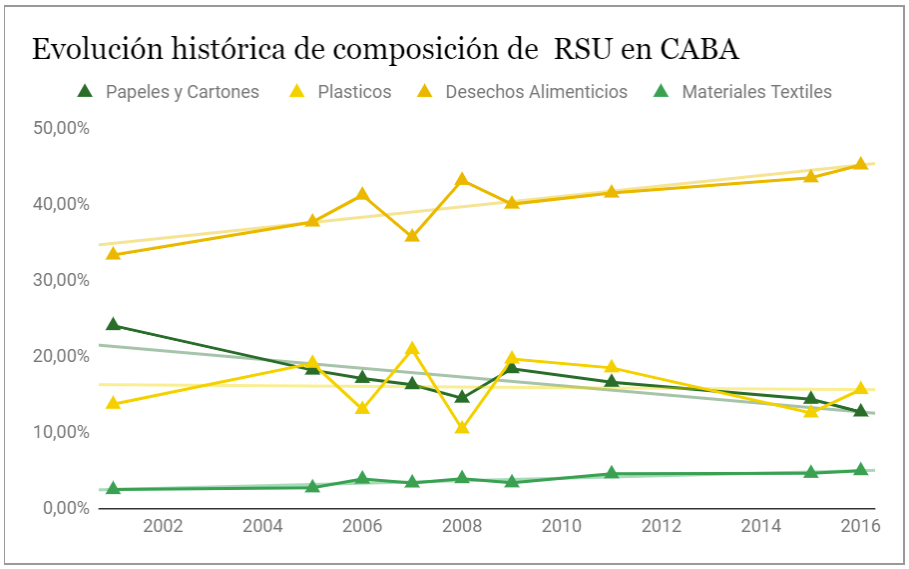


Figura K.7: Evolución de la composición física de los RSU, algunos componentes. (FIUBA - CEAMSE, 2015)

Como se puede ver en el gráfico durante los años 2006, 2007 y 2008 existen causalidades asignables al período de adaptación de las medidas impulsadas por la Ley N° 1.854 de Gestión Integral de Residuos Sólidos Urbanos (2006) y decretos reglamentarios 639/07 (09/05/2007) y 760/08 (01/07/2008). En consecuencia los datos fueron limpiados para mitigar este efecto asignando el valor medio para dicho plazo a los datos.

Adicionalmente, tomando en cuenta que el forecast debe considerar máximos y mínimos teóricos, se aplicó la siguiente transformación logarítmica:

$$y = log(\frac{x-a}{b-x}) \tag{K.1}$$

Tal que "x" es la variable acotada en el intervalo (a; b) e "y" es la variable transformada. Para nuestro caso ambas cotas están determinadas por el benchmark de calidad de residuos de países desarrollados (Hyndsight, 2014).

	Residuos alimenticios	Papel y cartón	Plásticos	Textiles
Límite inferior (a)	5%	12%	2%	25%
Límite superior (b)	20,0%	20%	10%	50%

Tabla K.5: Límites superiores en inferiores calculados para diferentes materiales.

Una vez realizadas las transformaciones se ejecutaron regresiones para cada una de las variables transformadas. De esta forma se obtuvo un modelo de pendiente estadísticamente significativa y R^2 aceptable, considerando únicamente los casos de residuos alimenticios, papel y cartón (Ver Anexo M), los cuales adicionalmente son los de mayor interés para nuestro análisis dada su relevancia, por cantidad y PCI, en el poder calorífico del residuo. Es importante destacar que la transformación amplía la volatilidad de la variable, por lo que en esta instancia se consideró bueno un R^2 mayor a 70 %.

	PAPELES Y CARTONES	DESECHOS ALIMENTICIOS
R CUADRADO	74%	85%

Tabla K.6: R^2.

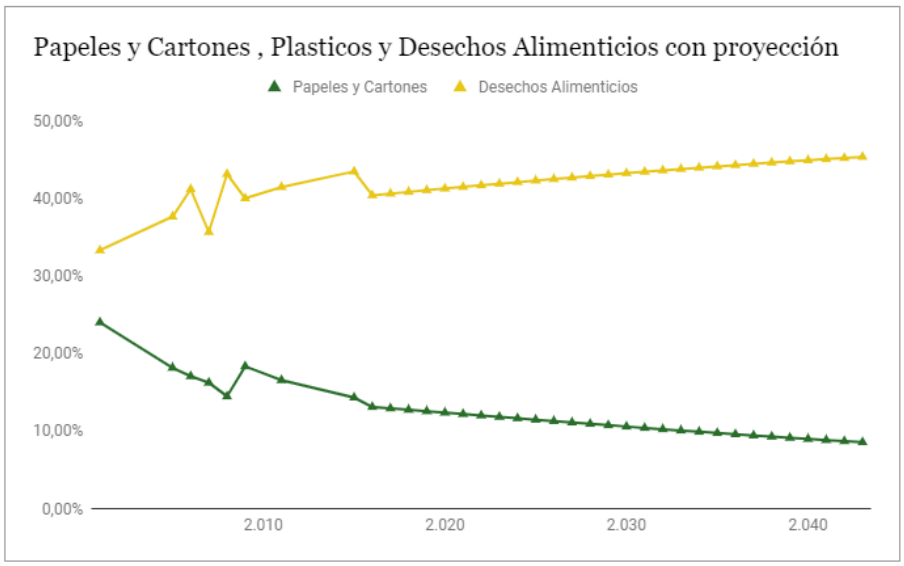


Figura K.8: Evolución de la composición física de los RSU, componentes proyectados con buen ajuste.

Debido al reducido tamaño del set de datos para AMBA, se planteó el factor multiplicativo de corrección respecto a la concentración calculada para CABA que fue mostrado previamente, basado en la información aportada por el experto Marcelo Rosso.

$$ConcentracionAMBA_i = ConcentracionCABA_i * Factor \tag{K.2}$$

Como primer enfoque, se consideró tener en cuenta la existencia de la composición socioeconómica como factor de influencia en la calidad de basura generada. Sin embargo, finalmente, se consideró que la pirámide socioeconómica se mantenía constante debido a la complejidad de proyectar su avance en un horizonte temporal tan amplio.

A continuación, se muestran los resultados finales que son los valores a asumirse constantes en base a este análisis y las proyecciones realizadas.

CONSTANTES			
	CABA	AMBA	Ponderado
VIDRIO	3,86%	2,50%	2,86%
METALES FERROSOS	1,29%	1,54%	1,47%
METALES NO FERROSOS	0,44%	0,52%	0,50%
MATERIALES TEXTILES	4,65%	5,29%	5,12%
MADERA	1,05%	2,20%	1,89%
GOMA, CUERO, CORCHO	1,00%	1,00%	1,00%
PAÑALES DESCARTABLES Y APÓSITOS	5,19%	13,04%	10,93%
MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN Y DEMOLICIÓN	4,78%	6,84%	6,29%
RESIDUOS DE PODA Y JARDÍN	4,94%	10,35%	8,89%
PLÁSTICOS	12,60%	10,34%	10,95%

Tabla K.7: Composición física de los RSU, elementos asumidos constantes. (FIUBA - CEAMSE, 2015)

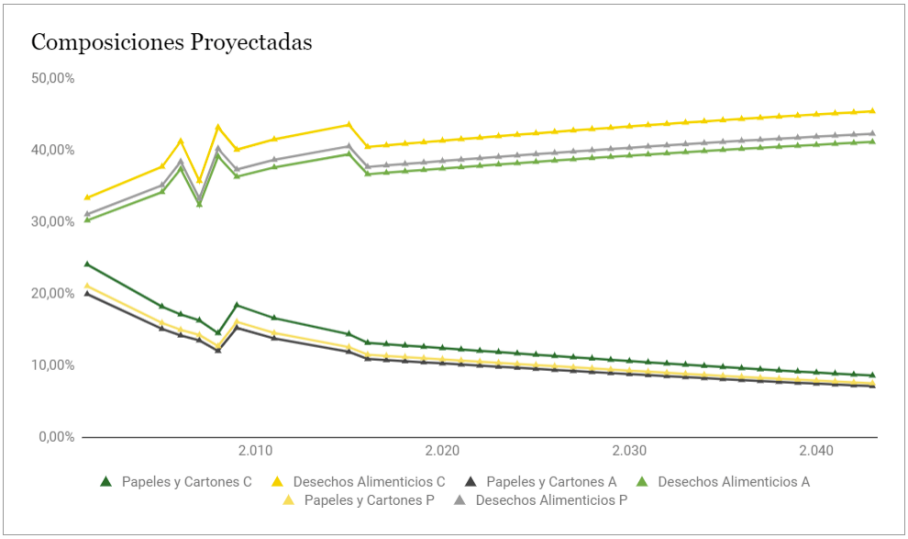


Figura K.9: Evolución de la composición física de los RSU, componentes proyectados por zona y ponderado.

K.4. Proyecciones: Cantidades de residuos valorizables y poder calorífico

K.4.1. Cantidad de residuos disponibles a valorizar

La situación actual de la región de AMBA y CABA indica que solo se está reciclando el 6 % de los RSUs, siendo esto principalmente impulsado por el reciclaje realizado en la Ciudad de Buenos Aires que en los últimos años, mediante la Ley de “Basura Cero”, fomentó el reciclaje

tanto en origen como en centros de reciclaje especialmente diseñados para la separación de residuos valiosos.

Por otra parte, también hay que tener en cuenta la fracción de los residuos que se composta, ya que es la fracción restante que a futuro no será fuente de residuos para la valorización térmica. Hoy en día no se encuentra un proceso de compostaje diseñado, la única actividad con aprovechamiento económico realizada sobre los residuos orgánicos es la obtención y utilización de gas de vertedero, donde todos los residuos (incluidos los desechos alimenticios) son enterrados.

A futuro, de implementarse el proyecto de valorización térmica o de ampliarse las plantas de separación de residuos (como la planta de TMB del CEAMSE), será posible y probable que aquellos residuos que sean compostables, se entierren por separado de los no degradables y contaminantes, y así se aprovecharía el potencial de producción de biogás y se evitaría gran parte de la contaminación en los vertederos.

Del estudio realizado por la UBA y CEAMSE (2015), y también del estudio de la situación del tratamiento de residuos en los distintos países del mundo, se cree que para el año 2045 habrá un límite de la fracción que es reciclada/compostada del 50 %, similar a la situación actual de Suecia, con un máximo posible de reciclaje tomado como referencia del 11 % del total de RSUs, y 38-40 % de compostaje del total de los residuos.

Teniendo en cuenta los límites mencionados y la situación actual de la zona AMBA y CABA, donde solo se recicla 6 % del total de RSUs y no se registra compostaje propiamente realizado, como así también teniendo en cuenta las tendencias mundiales hacia un tratamiento de residuos circular y cada vez más amigable con el medio ambiente, se estima que pueden haber 3 escenarios para la Argentina en el año 2045.

Escenario	% fracción reciclada/compostada	% Reciclada del total RSUs	% compostada del total RSUs
Pesimista	30%	6,6%	23,4%
Moderado y más probable	40%	8,8%	31,2%
Optimista	50%	11%	39%

Tabla K.8: Escenarios planteados % fracción de RSUs reciclados/compostados en año 2045.

La proyección de la evolución anual hasta alcanzar el valor final de los escenarios expuestos se considerará como un incremento constante, por lo que para calcular el valor de aumento anual se hará el cálculo de crecimiento compuesto anual (CAGR), mostrado a continuación.

$$[H]\ CAGR = \left(\frac{\%\ Final\ del\ escenario}{\%\ Inicial}\right)^{\frac{1}{(Año\ final\ -\ Año\ inicial)}} \quad \text{(K.3)}$$

Donde,

- *% final del escenario* es el porcentaje separado (reciclado/compostado) determinado en el escenario (30, 40 o 50 %)
- *% inicial* es la tasa inicial de reciclaje, que es del 6 %
- *Año final e inicial* son el año 2043 (horizonte temporal del proyecto) y 2019 (año inicial de estudio) respectivamente

Cada escenario planteado, más allá de significar una mejor o peor situación en el tratamiento de residuos desde el punto de vista medioambiental, afectarán al proyecto debido a dos razones principales: la calidad y cantidad de los residuos.

Por un lado, el reciclaje y compostaje de los RSUs implica la separación de los residuos que tienen alto valor para ser reutilizados, esto claramente impacta en la composición física de los residuos finales que serán dispuestos/valorizados. Una mayor fracción de reciclaje permite que existan menores cantidades de residuos que afectan al proceso de valorización térmica, como lo son los metales, los cuales disminuyen el poder calorífico final y además sus gases son altamente contaminantes. Por la parte del compostaje, la variación en la proporción compostada permite retirar desechos alimenticios que, por ejemplo, si bien reducen el poder calorífico final de los residuos, permiten retirar parte de su humedad.

Con esta información ya establecida, se realizaron proyecciones con el objetivo de entender cuáles son las cantidades potenciales de basura disponible año a año hasta el 2045 como así también su variación de poder calorífico.

K.4.2. Energía contenida en los residuos a valorizar

Finalizada la proyección de generación de basura por parte de la población en los próximos 25 años, es muy importante poder encontrar el valor de energía que se puede obtener de estos desechos. Tomando en cuenta las proyecciones de la variación de calidad de residuos generados y afectándolos por el impacto que generará un aumento del reciclado y compostado en la composición que será valorizable térmicamente.

Con el objetivo de estimar la energía disponible en los residuos, se procede de la siguiente forma: en primer lugar se debe tener en cuenta la cantidad de basura generada por la población,

luego se debe descomponer entre aquella basura que es reciclada o compostada, y aquella que va a destino de valorización térmica o relleno. Posterior a obtener estos valores, es necesario tomar en cuenta las composiciones físicas y la carga de humedad de los RSUs. Una vez reunida esta información, en conjunto con los valores de los PCI de los materiales que componen la basura, se debe calcular el poder calorífico específico de los RSUs de la siguiente manera:

$$PCI\ \left(\frac{KJ}{Kg}\right) = \sum_{i=1}^{N} C_i \cdot PCI_i \cdot (1 - \%H) - \ \%H \cdot \ CLV \qquad \text{(K.4)}$$
$$[H]$$

Donde,

- C_i*:Composición porcentual del componente i*, por ejemplo si en 1 kg de desecho hay 400gr de madera entonces la composición porcentual es de 40 %
- PCI_i*:Poder calorífico inferior del componente i*
- *%H: Porcentaje de humedad por kg de desecho*
- *CLV: Calor latente de vaporización del agua*

De esta manera, el PCI (KJ/Kg) de los RSUs a valorizar se calcula restando el PCI total que tienen los materiales en 1 kg de desecho restándole su vez el calor necesario para evaporar todo el agua.

Para esta sección del estudio de pre-factibilidad se utilizará el escenario más probable, el cual estimamos tendrá una composición de basura compostada/reciclada del 40 %. Asimismo, en cuanto a humedad de los residuos, se hará un estudio bien detallado y teniendo en cuenta la variabilidad de la humedad en el análisis de riesgos. Para esta parte, se utilizará como indicador el valor de humedad más probable (37 %).

Para los siguientes cálculos intermedios sólo mostraremos los datos para el último año proyectado (2043), las tablas de datos se encuentran en el Anexo N. La información final (cantidad de energía en los residuos y MW estimados) será mostrada completamente año por año.

Para hacer las proyecciones de composición de los desechos a valorizar en los próximos años, es de suma importancia entender cómo variará la composición física de los residuos según aumente su fracción reciclada/compostada. Para ello, y luego de estudiar cómo es esta fracción en los diferentes países del mundo y entender cómo sería la composición reciclaje/compostaje

en el mejor escenario (50 % de fracción separada); se debe tomar el factor que indique cuánto de cada tipo de residuo es separado por cada punto porcentual que aumente el reciclaje/compostaje:

COMPOSTAJE	78%
RECICLAJE	22%

Tabla K.9: Fracción compostada/reciclada en cada punto porcentual de aumento de separación.

Entonces, cada aumento que se de en la separación de residuos (representado por mayor reciclaje o compostaje) un 78 % será compostaje y un 22 % será reciclaje. A su vez, dentro de cada categoría, se encuentran diferentes subcategorías o componentes que poseen proporciones de reciclado específicas. Las subcategorías tomadas son:

- Para reciclaje
    - Papeles y cartones
    - Plásticos
    - Vidrio
    - Metales ferrosos
    - Metales no ferrosos
    - Materiales textiles
- Para compostaje
    - Desechos alimenticios
    - Madera
    - Desechos de jardín y poda

Los porcentajes de componentes que serán separados son:

DESECHOS ALIMENTICIOS	61%
PAPELES Y CARTONES	8%
PLÁSTICOS	7%
VIDRIO	2%
METALES FERROSOS	1%
METALES NO FERROSOS	0%
MATERIALES TEXTILES	3%
MADERA	3%
GOMA, CUERO, CORCHO	0%
PAÑALES DESCARTABLES, Y APÓSITOS	0%
MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN Y DEMOLICIÓN	0%
RESIDUOS DE PODA Y JARDÍN	14%
OTROS	0%

Tabla K.10: Fracción de componente separada por cada punto porcentual de separación incrementado.

Entonces, por ejemplo, si se incrementa en un punto porcentual la separación de residuos, el 61 % separado serán desechos alimenticios (que forman parte de lo compostado). Para llegar a estos números se dividieron las dos categorías (reciclaje y compostaje) y sus componentes. Se calculó la fracción representada por cada componente en su respectiva categoría para el año actual. Una vez obtenida esta proporción, se la multiplicó por el porcentaje que representa cada categoría. La sumatoria de los componentes debe totalizar 100 %.

A modo de ejemplo de lo antes explicado, podemos considerar el caso de los desechos alimenticios. Éstos pertenecen a la categoría de compostaje junto a madera y residuos de poda y jardín, donde compostaje representa un 78 %. Dentro de esta categoría, desechos de alimentos es 38 % del total de los RSUs, madera el 2 % y residuos de poda y jardín el 9 %. Para hallar la proporción de alimentos en compostaje, se realiza la proporción de alimentos dividido por la suma de los 3 componentes:

$$[H] \quad Proporción\ alimentos = \frac{38\%}{38\% + 2\% + 9\%} = 78\% \tag{K.5}$$

Finalmente, para calcular la fracción separada de este componente, se multiplica la proporción de alimentos por el de compostaje (78 % ambos), resultando en el 61 % mostrado en la tabla anteriormente.

La composición original de los RSUs generados sin considerar los aumentos en reciclado y compostado, son los calculados en las proyecciones de calidad de RSUs generados del inciso 8.3. A continuación puede encontrarse un resumen para el año 2019 y 2043.

COMPOSICIÓN RSU		
AÑO	2019	2043
Desechos Alimenticios	38%	42%
Papeles y cartones	12%	11%
Plásticos	11%	8%
Vidrio	3%	3%
Metales Ferrosos	1%	1%
Metales no Ferrosos	1%	1%
Materiales textiles	5%	5%
Madera	2%	2%
Goma, cuero, corcho	1%	1%
Pañales descartables, y apósitos	6%	5%
Materiales de construcción y demolición	6%	6%
Residuos de Poda y Jardín	9%	9%
Otros	5%	6%

Tabla K.11: Composición física de los residuos proyectada. Resumen 2043.

Teniendo en cuenta las fracciones que se retiran por el aumento del reciclaje y compostaje, se obtienen las proporciones de los distintos componentes que tendrá la basura potencialmente termo valorizable (sólo se muestra año 2043).

FRACCIÓN DEL TOTAL DE RSUS DISPONIBLE PARA VALORIZAR O ENTERRAR		
AÑO	**2019**	**2043**
Desechos Alimenticios	35%	18%
Papeles y cartones	12%	7%
Plásticos	11%	5%
Vidrio	3%	2%
Metales Ferrosos	1%	1%
Metales no Ferrosos	0%	0%
Materiales textiles	5%	4%
Madera	2%	1%
Goma, cuero, corcho	1%	1%
Pañales descartables, y apósitos	5%	5%
Materiales de construcción y demolición	6%	6%
Residuos de Poda y Jardín	8%	3%
Otros	5%	6%
TOTAL RSUS PARA TERMOVALORIZAR O ENTERRAR COMO % DEL TOTAL GENERADO		**60%**

Tabla K.12: Disponibilidad porcentual valorizable por tipo de RSU.

Estos valores serán específicos para cada escenario, donde la suma de todos los componentes es del 100 % menos la parte separada.

Por último, estos valores serán recalculados en base 100 %, para así comprender su peso relativo respecto a los residuos disponibles para valorizar.

COMPOSICIÓN DE LOS RESIDUOS FINALES DISPONIBLES PARA VALORIZACIÓN		
	2019	2043
Desechos Alimenticios	37%	30%
Papeles y cartones	13%	12%
Plásticos	11%	8%
Vidrio	3%	4%
Metales Ferrosos	2%	2%
Metales no Ferrosos	1%	1%
Materiales textiles	5%	6%
Madera	2%	1%
Goma, cuero, corcho	1%	2%
Pañales descartables, y apósitos	6%	9%
Materiales de construcción y demolición	7%	10%
Residuos de Poda y Jardín	9%	5%
Otros	5%	10%

Tabla K.13: Composición de los residuos que quedan luego de la separación disponibles para valorizar.

K.5. Separación obligatoria de componentes

Para el proceso de valorización térmica es importante eliminar algunos componentes debido a dos principales motivos: el bajo valor térmico que aportan o la dificultad de la remoción de los residuos que su incineración genera. Dentro de estos materiales hay tres componentes que debieran ser removidos:

- Vidrio. No es valorizable térmicamente, solo consume energía y a las temperaturas de operación se obtendría el vidrio fundido, muy difícil de retirar de los equipos
- Materiales áridos y de construcción. Principalmente aquellos materiales de la familia del concreto y cemento, con bajo PCI y alta inercia térmica. Por lo que reducen la eficiencia del reactor
- Metales: Si bien pueden incorporarse al proceso, no aportan significativa energía e, incluso, muchos aumentan la toxicidad de las emisiones, forzando la necesidad de instalar procesos posteriores de control de gases

Los materiales áridos, en su mayoría, vienen en contenedores específicos (por ejemplo, en camiones con volquete) los cuales contienen todos los materiales de construcción. El resto de los residuos áridos está contenido junto con los demás RSUs y representan como máximo 10 % de la composición total de estos (en la proyección del año 2043).

Los metales pueden ser separados en ferrosos y no ferrosos. En el caso de los ferrosos, mediante un electroimán de alta potencia pueden separarse, mientras que para los no ferrosos existen tecnologías diferentes para llevar adelante este proceso, como por ejemplo el empleo de separadores por corrientes de Foucalt (Steinert, 2019).

El método más efectivo es mediante una separación manual, por ejemplo en una planta TMB.

El resto de los residuos dentro de la categoría “otros” (por ejemplo pilas, medicamentos y objetos menores a 5mm), serán separados por los métodos antes mencionados o formarán parte del material de incineración. Aproximadamente la mitad de estos materiales quedarán disponibles para el proceso térmico de valorización.

En caso de poder eliminar estos residuos (vidrio, áridos, metales, pilas, entre otros), la composición final de los residuos sería la siguiente:

COMPOSICIÓN DE LOS RSUS A VALORIZAR TÉRMICAMENTE	
COMPONENTE	**2043**
Desechos Alimenticios	36%
Papeles y cartones	15%
Plásticos	9%
Materiales textiles	8%
Madera	1%
Goma, cuero, corcho	2%
Pañales descartables, y apósitos	11%
Residuos de Poda y Jardín	6%
Otros	12%

Tabla K.14: Composición de la basura que se termovalorizará.

ANEXO L: COMPOSICIÓN FÍSICA DE RSU DE CABA EN 2015

Datos de composición física de RSU, utilizados en la proyección de composición.

COMPONENTES	COMPOSICIÓN TOTAL (%PESO EN PESO)
Desechos Alimenticios	43,56%
Papeles y cartones	14,40%
Plásticos	12,60%
Vidrio	3,86%
Metales Ferrosos	1,29%
Metales no Ferrosos	0,44%
Materiales textiles	4,65%
Madera	1,05%
Goma, cuero, corcho	1,00%
Pañales descartables, y apósitos	5,19%
Materiales de construcción y demolición	4,78%
Residuos de Poda y Jardín	4,94%
Residuos Peligrosos	0,28%
Residuos Patógenos	0,41%
Medicamentos	0,37%
Misceláneos menores a 25 mm	0,19%
Pilas	0,00%
Material electrónico	0,04%
Otros	0,95%

Tabla L.1: Composición física de los RSU de CABA 2015. Fuente: FIUBA - CEAMSE, 2015

ANEXO M: FORECAST DE COMPOSICIONES DE RSU GENERADO

A continuación, se encuentran los análisis de validación de las proyecciones que no fueron descartadas por bajo R cuadrado durante la proyección de las composiciones de basura generada, junto con los respectivos análisis de residuos. En ambos casos para la cantidad de datos con la que se cuenta se puede asumir que se cumplen las suposiciones del modelo dado que no se encuentran patrones ni en los residuos vs ajustes ni vs orden de observación.

Análisis de regresión: Papeles y Cartones vs. Año

La ecuación de regresión es
Papeles y Cartones = 100.5 - 0.04975 Año

Resumen del modelo

S	R-cuad.	R-cuad. (ajustado)
0.106660	75.13%	70.16%

Análisis de Varianza

Fuente	GL	SC	MC	F	P
Regresión	1	0.171861	0.171861	15.11	0.012
Error	5	0.056881	0.011376		
Total	6	0.228743			

Figura M.1: Resumen análisis de regresión composición Papeles y Cartones transformada respecto al año.

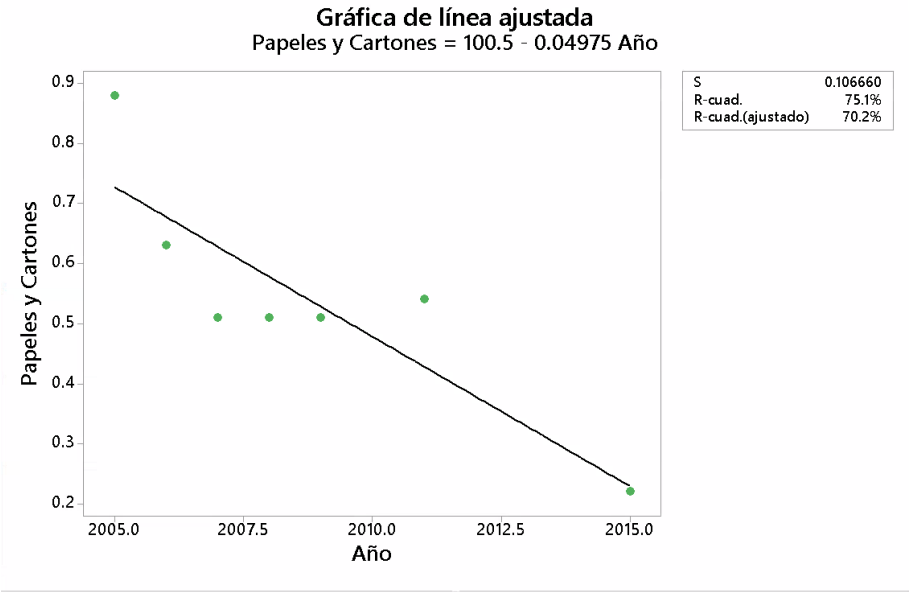


Figura M.2: Gráfica de línea ajustada composición Papeles y Cartones transformado respecto al año.

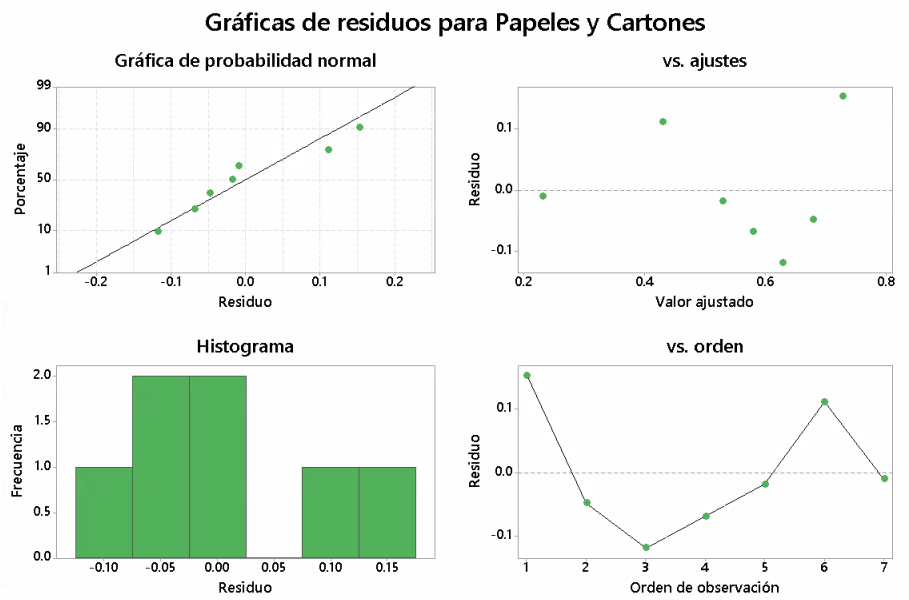


Figura M.3: Gráfica de 4 en 1 de residuos de la regresión de composición Papeles y Cartones transformado respecto al año.

Análisis de regresión: Desechos Alimenticios vs. Año

La ecuación de regresión es
Desechos Alimenticios = - 75.18 + 0.03753 Año

Resumen del modelo

S	R-cuad.	R-cuad. (ajustado)
0.0463641	90.10%	88.12%

Análisis de Varianza

Fuente	GL	SC	MC	F	P
Regresión	1	0.097795	0.0977947	45.49	0.001
Error	5	0.010748	0.0021496		
Total	6	0.108543			

Figura M.4: Análisis de regresión de la composición de desechos alimenticios transformada respecto al año.

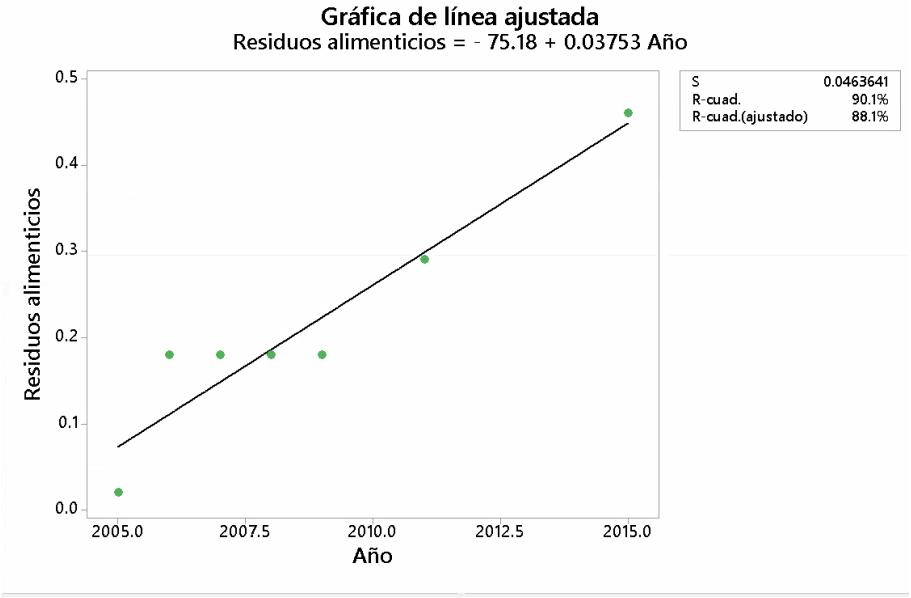


Figura M.5: Gráfica de línea ajustada composición desechos alimenticios transformado respecto al año.

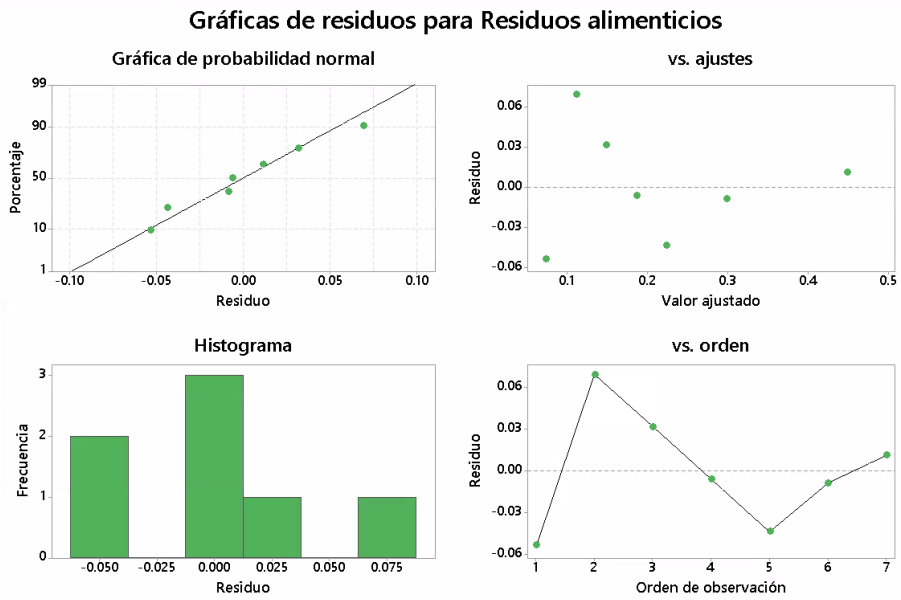


Figura M.6: Gráfica de 4 en 1 de residuos de la regresión de composición Desechos alimenticios transformado respecto al año.

ANEXO N: TABLAS DE PROYECCIONES SECCIÓN RSU

En este anexo se encuentran los resultados finales obtenidos al aplicar los modelos de proyección relacionados a los RSU producidos y su composición.

N.1. Proyección generación de basura

Composición basura generada												
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Desechos Alimenticios	38%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	40%	40%	40%	40%	40%
Papeles y cartones	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	11%	11%	11%
Plásticos	11%	11%	11%	11%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	9%	9%
Vidrio	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Metales Ferrosos	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Metales no Ferrosos	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Materiales textiles	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Madera	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Goma, cuero, corcho	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Pañales descartables y apósitos	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Materiales de construcción y demolición	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
Residuos de Poda y Jardín	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
Otros	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	6%	6%

Tabla N.1: Proyecciones de generación de residuos 2019 - 2030.

	Composición basura generada												
	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Desechos Alimenticios	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	42%	42%	42%	42%	42%	42%
Papeles y cartones	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%
Plásticos	9%	9%	9%	9%	9%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%
Vidrio	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Metales Ferrosos	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Metales no Ferrosos	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Materiales textiles	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Madera	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Goma, cuero, corcho	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Pañales descartables y apósitos	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Materiales de construcción y demolición	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
Residuos de Poda y Jardín	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
Otros	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%

Tabla N.2: Proyecciones de generación de residuos 2031 - 2043.

ANEXO O: PROYECTOS ADJUDICADOS RENOVAR

A continuación se encuentran los datos de proyectos adjudicados históricos de RENOVAR, utilizados para el análisis de precios de licitación.

ID	NOMBRE DEL PROYECTO	POTENCIA MW	PRECIO ADJUDICADO USD/MWH	PROVINCIA	TECNOLOGÍA
BG-01	C.T. Río Cuarto 1	2	160	Córdoba	Biogás
BG-02	C.T. Río Cuarto 2	1,2	160	Córdoba	Biogás
BG-05	C.T. Huinca Renancó	1,62	160	Córdoba	Biogás
BG-03	C.T. Yanquetruz	1,2	160	San Luis	Biogás
BG-04	C.T. San Pedro Verde	1,415	158,92	Santa Fe	Biogás
BG-06	C.T. Biogás Ricardone	1,2	118	Santa Fe	Biogás
BM-01	C.T. Generación Biomasa Santa Rosa	12,5	110	Corrientes	Biomasa
BM-05	C.T. Pincó Eco	2	110	Misiones	Biomasa
BG-501	C.T. Arrebeef Energia	1,5	150	Buenos Aires	Biogás
BG-525	C.T. El Mangrullo	2	156,85	Buenos Aires	Biogás
BG-524	C.T. General Alvear	1	171,85	Buenos Aires	Biogás
BG-510	C.T. Resener I	0,72	176,4	Buenos Aires	Biogás
BG-513	C.T. General Villegas	1,2	169	Buenos Aires	Biogás
BG-507	C.T. Pacuca Bio Energia	1	171,85	Buenos Aires	Biogás
BG-522	C.T. Pergamino	2,4	156,85	Buenos Aires	Biogás
BG-503	C.T. James Craik	2,4	156	Córdoba	Biogás
BG-505	C.T. San Francisco	2,4	156	Córdoba	Biogás
BG-519	C.T. El Alegre Bio	1	175	Córdoba	Biogás
BG-515	Ampliacion Bioelectrica Dos	1,2	169	Córdoba	Biogás
BG-517	C.T. Biogeneradora Santa Catalina	2	156,85	Córdoba	Biogás

BG-514	Ampliacion 2 Central Bioelectrica	1,2	169	Córdoba	Biogás
BG-511	C.T. Enreco	2	156,85	Córdoba	Biogás
BG-528	C.T. Jigena I	1	171	Córdoba	Biogás
BG-529	C.T. Villa del Rosario	1	174,5	Córdoba	Biogás
BG-502	C.T. Pollos San Mateo	2,4	156	Córdoba	Biogás
BG-520	C.T. Don Roberto Bio	1	175	San Luis	Biogás
BG-518	C.T. Yanquetruz Ii	0,8	177,85	San Luis	Biogás
BG-516	C.T. Bio Justo Daract	1	175	San Luis	Biogás
BG-508	C.T. Ab Energia	2	156,85	La Pampa	Biogás
BG-506	C.T. Bella Italia	2,4	156	Santa Fe	Biogás
BG-504	C.T. Recreo	2,4	156	Santa Fe	Biogás
BG-526	C.T. Avellaneda	6	160	Santa Fe	Biogás
BG-523	C.T. Venado Tuerto	1,998	156,85	Santa Fe	Biogás
BG-521	C.T. Biocaña	3	156,85	Santa Fe	Biogás
BG-530	C.T. del Rey	1	169	Santa Fe	Biogás
BG-531	C.T. Don Nicanor	1	169	Santa Fe	Biogás
BG-500	C.T. Bombal Biogas	1,2	165	Santa Fe	Biogás
BG-512	C.T. Santiago Energias Renovables	3	156,85	Santiago Del Estero	Biogás
BG-527	C.T. Citrusvil	3	153	Tucumán	Biogás
BRS-603	C.T. Ensenada	5	129,4	Buenos Aires	Biogás RS
BRS-602	C.T. Gonzalez Catan	5	129,7	Buenos Aires	Biogás RS
BRS-600	C.T. Ricardone Ii	3,12	128	Santa Fe	Biogás RS
BM-407	C.T. Rojas	7	126,06	Buenos Aires	Biomasa
BM-418	C.T. Capitan Sarmiento	7,2	130,01	Buenos Aires	Biomasa

BM-411	C.T. Generación Las Junturas	0,5	141	Córdoba	Biomasa
BM-405	C.T. Ticino Biomasa S.A.	3	143,1	Córdoba	Biomasa
BM-401	C.T. Prodeman Bioenergia	9	126,55	Córdoba	Biomasa
BM-408	C.T. Venado Tuerto	7	106,73	Santa Fe	Biomasa
BM-414	C.T. La Escondida	10	120,79	Chaco	Biomasa
BM-409	C.T. Biomasa Unitan	6,6	115,1	Chaco	Biomasa
BM-406	C.T. Generacion Virasoro	3	140,723448276	Corrientes	Biomasa
BM-410	C.T. San Alonso	37	108	Corrientes	Biomasa
BM-404	C.T. Kuera Santo Tome	12,92	110,627931034	Corrientes	Biomasa
BM-413	C.T. Las Lomitas	10	123,793103448	Formosa	Biomasa
BM-416	C.T. Fermosa S.A.	6	129,827586207	Formosa	Biomasa
BM-417	C.T. Bm Mm Bioenergia	3	143,103448276	Misiones	Biomasa
BM-400	C.T. Cogeneración Ingenio Leales	2	145,862068966	Tucumán	Biomasa
BM-412	C.T. Biomasa La Florida	19	106,73	Tucumán	Biomasa

Tabla O.1: Proyectos adjudicados en programas RenovAr. CAMMESA.

ANEXO P: ESTUDIO DE SUELOS

P.0.0.1. Topografía

A la hora de construir la nave industrial que contenga los procesos debemos tener en cuenta el nivel del suelo y la homogeneidad de este. No se prevén mayores diferencias entre el terreno A y B pero es importante contrastar esto con un mapa topográfico para asegurarse que la situación inicial en este aspecto a la hora de planear la construcción sea similar.

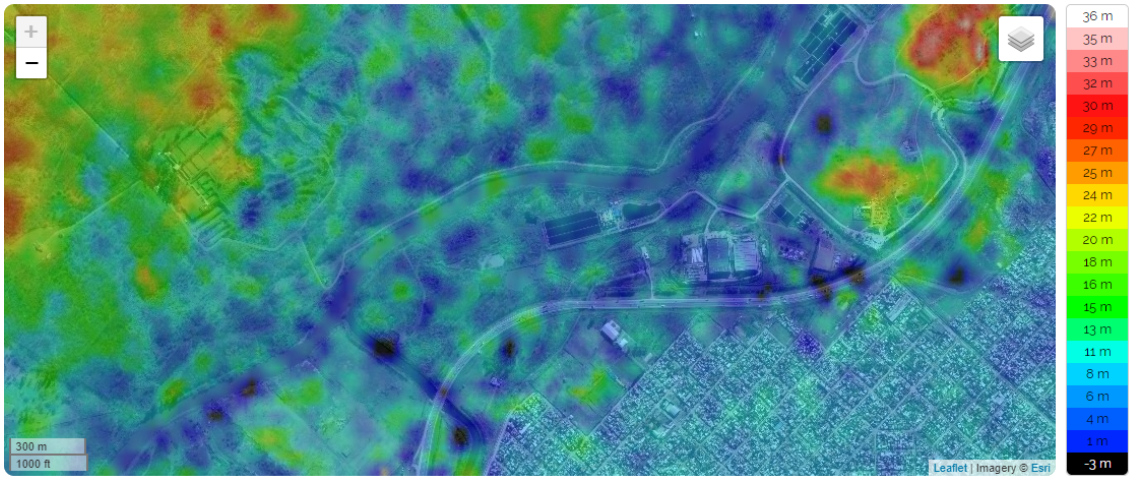


Figura P.1: Mapa topográfico del terreno A
(Esri Imagery, 2019)

Como se puede ver en la Figura P.1 y en la Figura P.2 ambos terrenos no presentan variaciones bruscas de nivel (como sí se puede observar en la zona central de la Figura P.1) y se encuentran a niveles similares sobre el del mar estando el terreno B levemente más elevado.

Esto tiene implicancias a la hora de construir el piso de la nave industrial (debido a las nivelaciones dentro del área elegida) y a la hora de posicionarse respecto a los alrededores pues en una zona que puede ser afectada por fuertes lluvias (propias del clima del AMBA) debe evitarse a toda costa ubicarse en una zanja que luego derive en diseñar sistemas de desagote para mitigar potenciales inundaciones.

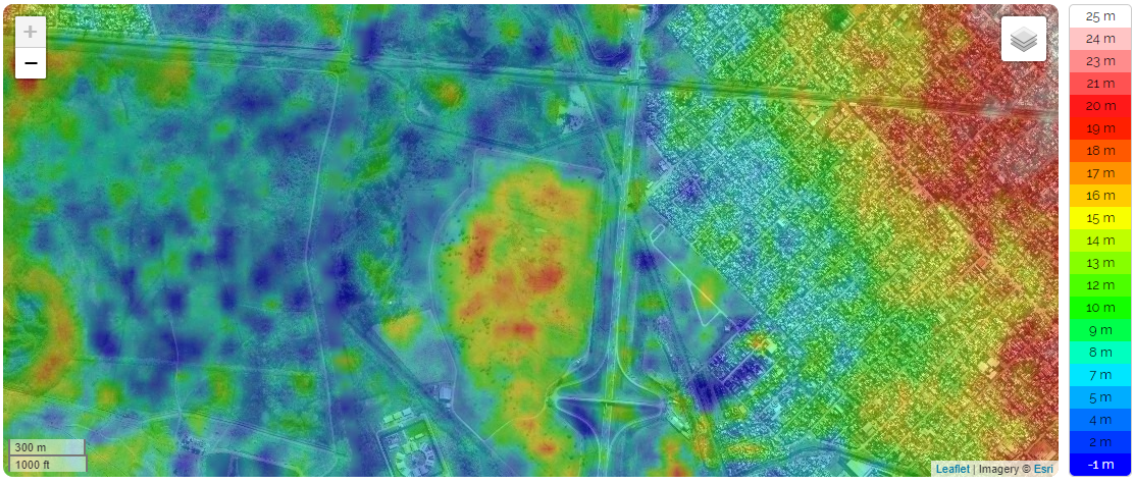


Figura P.2: Mapa topográfico del terreno B
(Esri Imagery, 2019)

P.0.0.2. Geomorfología

Conocer la geomorfología permite entender cómo reaccionará el suelo ante la actividad del presente proyecto. El factor de mayor influencia que se destaca es el relleno sanitario que es geomorfológicamente inestable y trae dos efectos a saber:

- Erosión hídrica de los rellenos sanitarios.
- Lavado lateral de los lixiviados y flujo hacia el río Reconquista y demás cauces fluviales incluyendo canales y entubados.

La clasificación es del tipo *terrazas y planicie aluvial* del río Reconquista, con una medición de entre 5 y 10 m.s.n.m. consistente con los mapas topográficos (Figuras P.1 y P.2). La gemorfología, las fuertes precipitaciones y el efecto tapón del Río de la Plata en caso de sudestada configuran las condiciones para ser proclives a las inundaciones (Pereyra, 2002). Al mismo tiempo, materiales arcillosos son soporte para algunas partes del relleno sanitario que realizan un trabajo mecánico de extracción-contracción sobre las membranas impermeabilizantes generando filtraciones que suman su efecto al lavado lateral de los lixiviados. Esto trae como una de sus consecuencias la contaminación de la capa freática.

P.0.0.3. Nivel freático

El nivel freático está definido como el nivel superior de un acuífero. En este caso se encuentra a niveles muy elevados, menores a 0.5m (Pereyra, 2002) lo que trae aparejado el

riesgo ambiental del impacto multiplicado de las filtraciones en ambos terrenos, además de generar un desafío en materia de ingeniería civil para la construcción. A pesar de la relevancia de este aspecto, este punto no plantea una diferencia entre ambas alternativas dado que se encuentran en la misma posición.

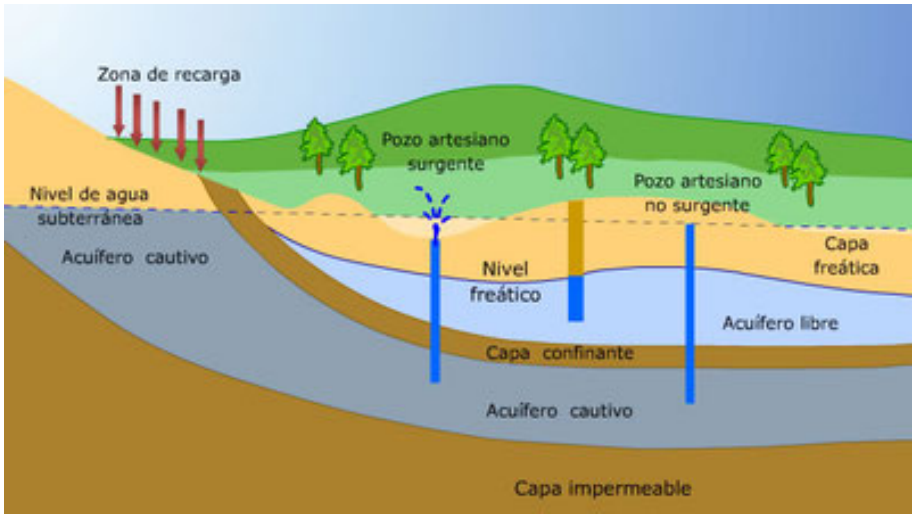


Figura P.3: Diagrama explicativo acerca del nivel freático y las capas del suelo. (Ingeniero de Caminos, 2019)

P.1. Proyección de la composición de la basura disponible para valorización térmica

Composición basura a termovalorizar													
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2043
Desechos Alimenticios	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%
Papeles y cartones	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	13%	13%
Plásticos	13%	13%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	11%	11%	11%	11%
Vidrio	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Metales Ferrosos	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Metales no Ferrosos	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Materiales textiles	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
Madera	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Goma, cuero, corcho	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Pañales descartables, y apósitos	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
Materiales de construcción y demolición	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Residuos de Poda y Jardín	10%	10%	10%	10%	10%	10%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
Otros	6%	6%	6%	6%	6%	6%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	8%

Tabla P.1: Proyecciones de la composición de basura a termovalorizar entre 2019 - 2030.

Composición basura a termovalorizar													
	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Desechos Alimenticios	42%	42%	42%	42%	41%	41%	41%	40%	40%	39%	38%	37%	36%
Papeles y cartones	13%	13%	13%	13%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	15%
Plásticos	11%	11%	11%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	9%	9%
Vidrio	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Metales Ferrosos	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Metales no Ferrosos	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Materiales textiles	6%	6%	6%	6%	6%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	8%
Madera	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	1%	1%	1%
Goma, cuero, corcho	1%	1%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Pañales descartables, y apósitos	7%	7%	8%	8%	8%	8%	8%	9%	9%	9%	10%	10%	11%
Materiales de construcción y demolición	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Residuos de Poda y Jardín	9%	9%	9%	9%	9%	8%	8%	8%	8%	8%	7%	7%	6%
Otros	8%	8%	8%	8%	8%	9%	9%	9%	10%	10%	11%	11%	11%

Tabla P.2: Proyecciones de la composición de basura a termovalorizar entre 2031 - 2043.

P.2. Proyección anual de humedad en residuos a termovalorizar

Humedad %	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Mínima	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%
Más probable	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%
Máxima	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%	47%

Humedad %	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Mínima	26%	26%	26%	26%	25%	25%	25%	25%	24%	24%	23%	22%
Más probable	38%	38%	38%	37%	37%	37%	36%	36%	35%	35%	34%	33%
Máxima	47%	46%	46%	46%	46%	45%	45%	44%	44%	43%	42%	41%

Tabla P.3: Proyección anual de humedad en residuos a termovalorizar.

P.2.1. Principales problemas ambientales

Es importante analizar los potenciales problemas ambientales y las diferencias entre estos si consideramos el terreno A o B. Desde la perspectiva mencionada en el análisis de características del suelo, se encuentran en resumen los siguientes puntos de manera indistinta tanto para el terreno A y B:

- Inundación periódica
- Arcillas expansibles
- Erosión fluvial
- Alto potencial de contaminación de aguas superficiales y freática.

Gracias al tratamiento de gases se planea reducir al máximo la contaminación del aire, quedando como punto relevante a considerar la sociedad en sí y el aspecto visual. El terreno A es visible desde una vía de alta circulación como es el Camino del Buen Ayre, hecho que no se replica en el caso del terreno B. Esto genera que los vecinos puedan generar críticas y disturbios por la

instalación de una planta que altera la vista del “Camino Parque” y no encaja con un entorno natural.

ANEXO Q: TECNOLOGÍAS DE SEPARACIÓN DISPONIBLES

A la hora de explorar tecnologías es importante remarcar que la mayoría de los procesos de separación combinan procesos manuales y automáticos. En este caso se procederá a hacer foco en los procesos automáticos pues son los más ricos en materia tecnológica, y pueden ser combinados con intervenciones manuales en caso de ser necesario.

La separación se divide conceptualmente entre positiva y negativa, siendo la separación positiva la que busca remover una fracción específica del *input* de residuos a procesar, mientras que la separación negativa trata de identificar y remover una fracción no deseada. La separación positiva tiende a dar un output de mayor calidad respecto de la separación negativa, pero es menos eficiente en cuanto al manejo de recursos. Desde la perspectiva de los costos, la calidad de los materiales obtenidos pueden balancear la menor eficiencia relativa (International Solid Waste Association, 2017).

Desde el punto de vista práctico ambos aspectos suelen combinarse; a modo de ejemplo, en la planta del TMB se remueven los residuos húmedos manualmente de la corriente de residuos secos (separación negativa) y luego se separan los metales ferrosos (separación positiva).

En cuanto a las técnicas automáticas estas se clasifican en directas e indirectas, siendo las directas las que utilizan propiedades del material (tales como susceptibilidad magnética, conductividad eléctrica y densidad) y las indirectas las que utilizan sensores para detectar la presencia y ubicación de elementos reciclables con fines de accionar máquinas automáticas o inclusive robots para separar en la manera deseada los residuos. (Gundupalli, Haitb, & Thakurc, 2016) Las tecnologías son combinadas entre sí para generar el *output* deseado.

		Técnicas de separación																	
		Directas													Indirectas				
		Tornillo prensado	Discos rotativos	Trituradora e imán	Tambor magnético	Polea magnética	Cinturón Magnético	Corriente de Eddy	Separación por densidad magnética	Triboelectrostática	Hidrociclón (	Separación gravitatoria	Flotación por espuma	Separador de aire	Corriente de Eddy	Espectroscopía láser	Clasificación Rayos X	Clasificación óptica	Clasificación espectral
Material	Orgánico	✓	✓	✓															
	Ferroso			✓	✓	✓	✓					✓							
	No ferroso							✓	✓	✓		✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Plásticos								✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓		✓
	Papel													✓				✓	
	Vidrios																	✓	✓
	Madera															✓	✓		

Tabla Q.1: Técnicas automáticas de separación
(Gundupalli et al., 2016)

Q.1. Descripción de tecnologías

Q.1.1. Tornillo prensado

Solo admite materia orgánica. En este caso la materia es presionada a través del tornillo hacia el exterior de la cámara interna, donde saldrá la materia orgánica a través de caminos angostos. Los que no logren pasar a través de estos serán en su mayor parte plásticos, papeles, metal y piedra.

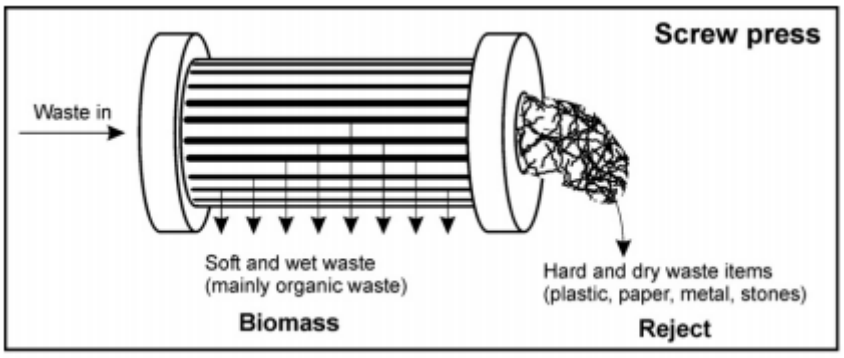


Figura Q.1: Tornillo prensado
(Hansen, la Cour Jansen, Davidsson, & Christensen, 2007)

Q.1.1.1. Discos rotativos

Esta tecnología separa objetos grandes y livianos (normalmente plástico y papel) de objetos más pequeños y densos, como ser materia orgánica. Los segundos caen en el trayecto entre los

discos mientras que los primeros son trasladados por toda la máquina hasta el final del recorrido.

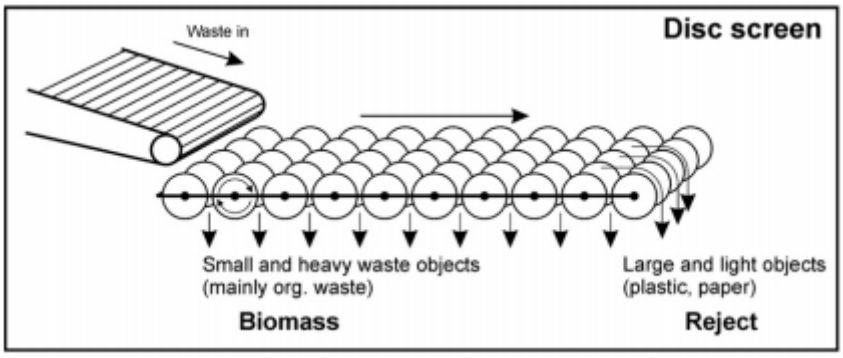


Figura Q.2: Discos rotativos
(Hansen et al., 2007)

Figura Q.3: Discos rotativos
Fuente: Bulk Handling Systems

Q.1.2. Trituradora e imán

En este caso a través de una trituradora se redimensiona la materia de entrada, facilitando así el uso de un imán luego para que extraer los metales de la corriente de basura.

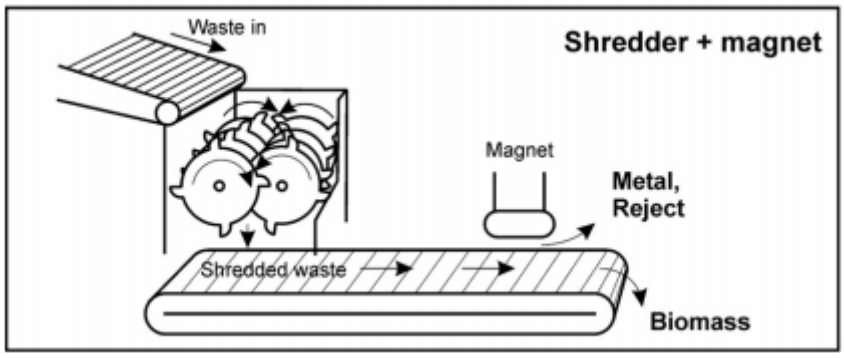


Figura Q.4: Trituradora e imán
(Hansen et al., 2007)

Q.1.3. Tambor magnético

En este caso se separan materiales ferrosos de no ferrosos a través de un imán permanente en una mitad del tambor rotatorio. El campo magnético en el tambor es axialmente constante pero radialmente variable, variando así la fuerza ejercida sobre los materiales ferrosos y liberando aquellos que hayan quedando atrapados ”por error”. La consecuencia de esto es entonces un aumento en la especificidad de los materiales separados y obtenidos. (Svoboda, 2004)

Figura Q.5: Tambor magnético
Fuente: Steinert.

Q.1.3.1. Polea magnética

Esta tecnología consiste en una cabecera que está imantada, y permite dirigir en la punta de la cinta los residuos ferrosos - no ferrosos.

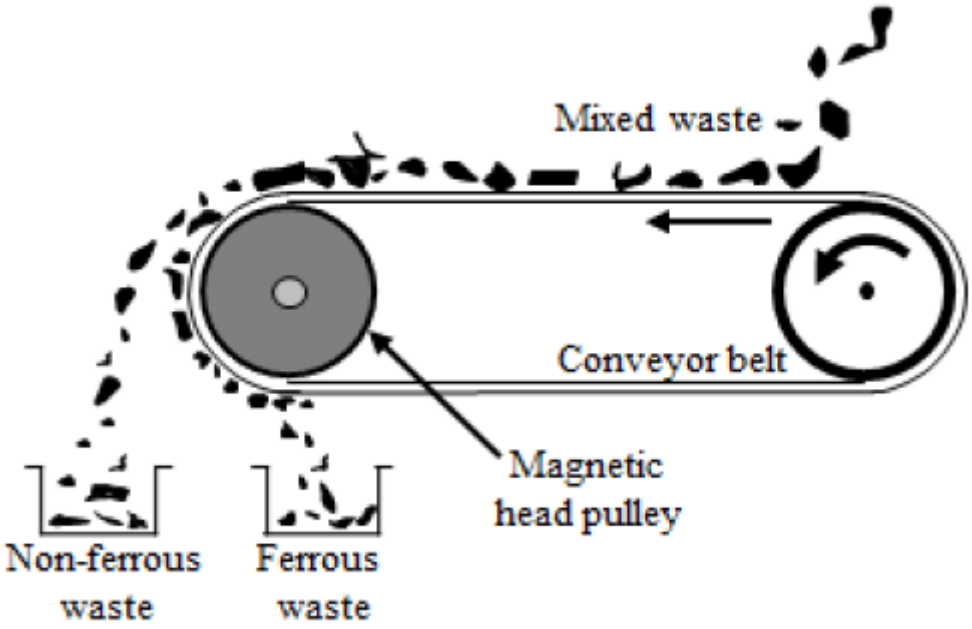


Figura Q.6: Polea Magnética
(Gundupalli et al., 2016)

Q.1.4. Cinturón magnético

El cinturón magnético es muy similar a la polea magnética, con la diferencia de que la separación se hace atrayendo a los materiales ferrosos a una cinta superior, para luego separarlos en dos recipientes distintos.

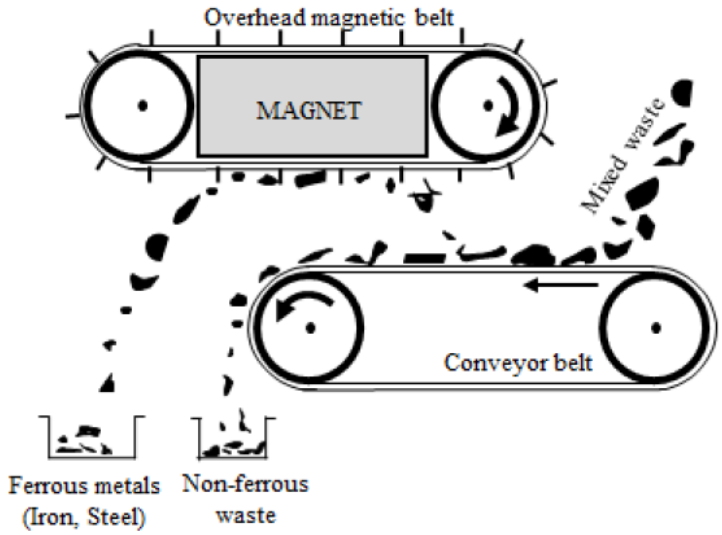


Figura Q.7: Polea Magnética
(Gundupalli et al., 2016)

Q.1.5. Corriente de Eddy

Las corrientes de Eddy aprovechan el campo magnético generado por el paso de corriente alterna en la cabecera de una cinta transportadora para la separación. Este flujo magnético es capaz de repeler a los elementos conductores metálicos diamagnéticos generando así su separación. Sin embargo, debe tenerse en cuenta la limitación del calor que se puede generar en ciertos materiales al exponerse a corrientes de Eddy, que podrían dañar a la máquina separadora. (Gundupalli et al., 2016)

Q.1.5.1. Separación por densidad magnética

Esta técnica utiliza un líquido magnético como medio de separación. Un imán de gran porte generan un campo magnético y la fuerza magnética varía con la distancia a este. La densidad magnética también será función de la basura a la entrada, permitiendo así separar diferentes materiales poliméricos por fuerza magnética. Aplica a plásticos y materiales no ferrosos.

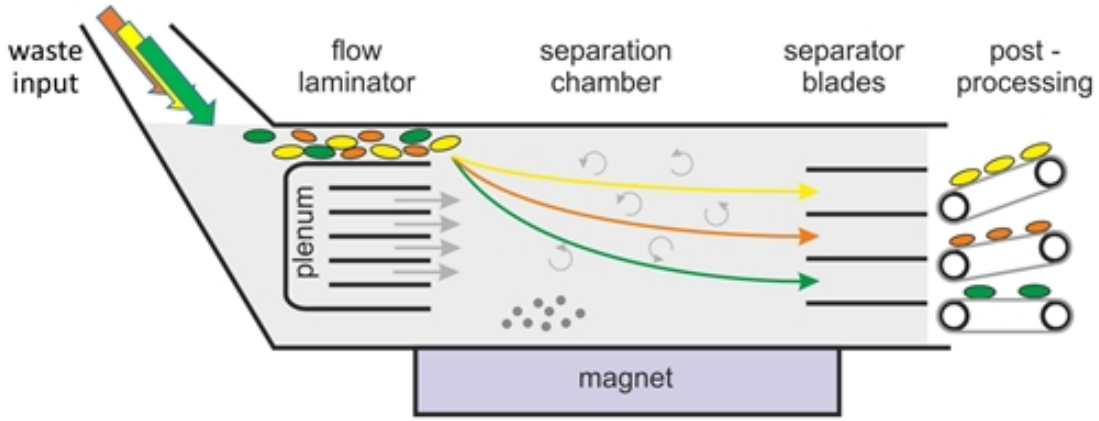


Figura Q.8: Polea Magnética
(Radboud University, 2017)

Por otro lado, se puede utilizar el método de las corrientes de Eddy como *screening* para la separación indirecta. Cuando las corrientes de Eddy inducen un campo magnético en un metal ferroso, por la Ley de Lenz se genera un campo magnético en dirección opuesta que se opone al cambio. Este campo secundario se puede medir y de este modo detectar la presencia de metales ferrosos.

Q.1.6. Triboelectrostática

Este proceso sirve para separar plásticos. A través de un pasaje donde se expone la corriente de residuo que ingresa a fricción, pequeños trozos de plástico presentes en los residuos se cargan con diferentes polaridades. Luego, esto es expuesto a un campo eléctrico que genera fuerzas sobre las partículas en función de la carga y define así su destino y trayectoria, teniendo tachos al final para recoger cada elemento. (Gundupalli et al., 2016)

Q.1.7. Hidrociclón

Este proceso aprovecha la fuerza centrípeta separar elementos en función de su densidad. Los elementos que pueden ser separados a través de hidrociclones son: ABS (estireno), HIPS(estireno), PE (etileno) y PVC (vinilo clorhídrico).

Q.1.8. Separación gravitatoria

En este caso la corriente de residuos a separar se introduce en una cámara líquida en la que se insertan los residuos. Luego de agitarla, la basura recorrerá la longitud de la cámara comprometida por la fuerza de empuje y la gravitacional. Esto permitirá separar a la corriente de basura mayormente por su densidad, pero también por su forma (que se ve reflejada en la fuerza de empuje). (Gundupalli et al., 2016)

Q.1.9. Separador de aire

Sirve para la recuperación de fracciones no metálicas ligeras a la salida de procesos de recuperación existentes como corrientes de eddy. Al impactar los residuos salientes con una corriente de aire, los más livianos tenderán a separarse de los más pesados que recorrerán una distancia menor. Las fracciones más pesadas se recuperarán más cerca de la corriente de aire en tanto que las más livianas lo harán más lejos (Gundupalli et al., 2016).

Q.1.10. Espectroscopía láser

Esta técnica avanzada permite exponer la corriente de RSU a una espectroscopía que medirá las líneas de emisión atómica y permitirá conocer con precisión los materiales que la componen.

Su posterior integración es con un sistema mecánico para llevar adelante la separación. Si

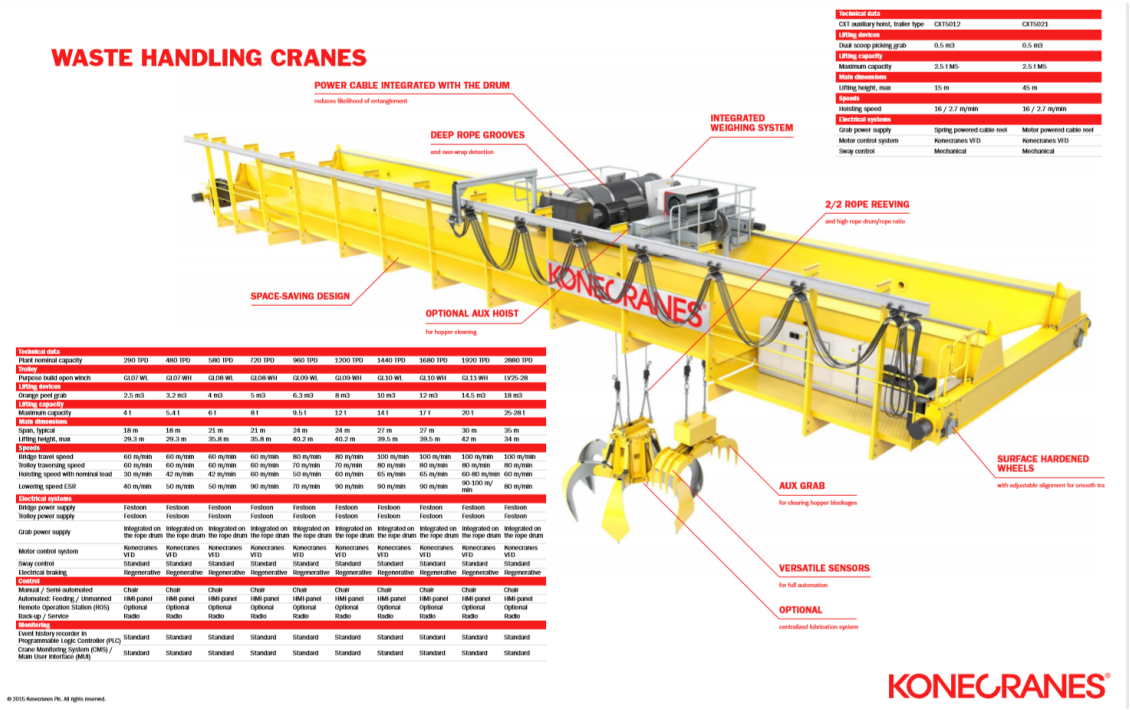
bien tiene sentido desde lo técnico y desde las prácticas de laboratorio, no se lo ve plausible a nivel industrial en el presente proyecto.

Q.1.11. Clasificación por Rayos X

Al igual que en el caso de la espectroscopia, su aplicación es compleja y se la considera lejana a la industria. La corriente de RSU es expuesta a rayos X. La radiación detectada permitirá conocer la densidad atómica del material, para luego asociar esto con los rangos asociados para cada material en cuestión y comandar así la separación que se desee (mayormente mecánica).

ANEXO R: ESPECIFICACIONES GRÚAS

Datos provistos por el proveedor seleccionado de gruas.



Technical data											
Plant nominal capacity	290 TPD	480 TPD	580 TPD	720 TPD	960 TPD	1200 TPD	1440 TPD	1680 TPD	1920 TPD	2880 TPD	
Hoist											
Purpose build open winch	GL07 WL	GL07 WH	GL08 WL	GL08 WH	GL09 WL	GL09 WH	GL10 WL	GL10 WH	GL11 WH	LY25-28	
Lifting devices											
Orange peel grab	2.5 m3	3.2 m3	4 m3	5 m3	6.3 m3	8 m3	10 m3	12 m3	14.5 m3	18 m3	
Lifting capacity											
Maximum capacity	4 t	5.4 t	6 t	8 t	9.5 t	12 t	14 t	17 t	20 t	25-28 t	
Main dimensions											
Span, typical	18 m	18 m	21 m	21 m	24 m	24 m	27 m	27 m	30 m	35 m	
Lifting height, max	29.3 m	29.3 m	35.8 m	35.8 m	40.2 m	40.2 m	39.5 m	39.5 m	42 m	34 m	
Speeds											
Bridge travel speed	60 m/min	60 m/min	60 m/min	60 m/min	80 m/min	80 m/min	100 m/min	100 m/min	100 m/min	100 m/min	
Trolley traversing speed	60 m/min	60 m/min	60 m/min	60 m/min	70 m/min	70 m/min	80 m/min	80 m/min	80 m/min	80 m/min	
Hoisting speed with nominal load	30 m/min	42 m/min	42 m/min	60 m/min	50 m/min	60 m/min	65 m/min	65 m/min	60-80 m/min	60 m/min	
Lowering speed ESR	40 m/min	50 m/min	50 m/min	90 m/min	70 m/min	90 m/min	90 m/min	90 m/min	90-100 m/min	80 m/min	
Electrical systems											
Bridge power supply	Festoon	Festoon	Festoon	Festoon	Festoon	Festoon	Festoon	Festoon	Festoon	Festoon	
Trolley power supply	Festoon	Festoon	Festoon	Festoon	Festoon	Festoon	Festoon	Festoon	Festoon	Festoon	
Grab power supply	Integrated on the rope drum	Integrated on the rope drum	Integrated on the rope drum	Integrated on the rope drum	Integrated on the rope drum	Integrated on the rope drum	Integrated on the rope drum	Integrated on the rope drum	Integrated on the rope drum	Integrated on the rope drum	
Motor control system	Konecranes VFD	Konecranes VFD	Konecranes VFD	Konecranes VFD	Konecranes VFD	Konecranes VFD	Konecranes VFD	Konecranes VFD	Konecranes VFD	Konecranes VFD	
Sway control	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	
Electrical braking	Regenerative	Regenerative	Regenerative	Regenerative	Regenerative	Regenerative	Regenerative	Regenerative	Regenerative	Regenerative	
Control											
Manual / Semi-automated	Cbair	Cbair	Cbair	Cbair	Cbair	Cbair	Cbair	Cbair	Cbair	Cbair	
Automated: Feeding / Unmanned	HMI-panel	HMI-panel	HMI-panel	HMI-panel	HMI-panel	HMI-panel	HMI-panel	HMI-panel	HMI-panel	HMI-panel	
Remote Operation Station (ROS)	Optional	Optional	Optional	Optional	Optional	Optional	Optional	Optional	Optional	Optional	
Back-up / Service	Radio	Radio	Radio	Radio	Radio	Radio	Radio	Radio	Radio	Radio	
Monitoring											
Event history recorder in Programmable Logic Controller (PLC)	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	
Crane Monitoring System (CMS) / Main User Interface (MUI)	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	

Technical data		
CXT auxiliary hoist, trailer type	CXT5012	CXT5021
Lifting devices		
Dual scoop picking grab	0.5 m3	0.5 m3
Lifting capacity		
Maximum capacity	2.5 t M5	2.5 t M5
Main dimensions		
Lifting height, max	35 m	45 m
Speeds		
Hoisting speed	16 / 2.7 m/min	16 / 2.7 m/min
Electrical systems		
Grab power supply	Spring powered cable reel	Motor powered cable reel
Motor control system	Konecranes VFD	Konecranes VFD
Sway control	Mechanical	Mechanical

© 2015 Konecranes Plc. All rights reserved.

Figura R.1: Especificaciones grúas para WTE Kronecranes
(konecrames, 2019)

Technical data										
Plant nominal capacity	290 TPD	480 TPD	580 TPD	720 TPD	960 TPD	1200 TPD	1440 TPD	1680 TPD	1920 TPD	2880 TPD
Trolley										
Purpose build open winch	GL07-WL	GL07-WH	GL08-WL	GL08-WH	GL09-WL	GL09-WH	GL10-WL	GL10-WH	GL11-WH	LV25-28
Lifting devices										
Orange peel grab	2.5 m3	3.2 m3	4 m3	5 m3	6.3 m3	8 m3	10 m3	12 m3	14.5 m3	18 m3
Lifting capacity										
Maximum capacity	4 t	5.4 t	6 t	8 t	9.5 t	12 t	14 t	17 t	20 t	25-28 t
Main dimensions										
Span, typical	18 m	18 m	21 m	21 m	24 m	24 m	27 m	27 m	30 m	35 m
Lifting height, max	29.3 m	29.3 m	35.8 m	35.8 m	40.2 m	40.2 m	39.5 m	39.5 m	42 m	34 m
Speeds										
Bridge travel speed	60 m/min	60 m/min	60 m/min	60 m/min	80 m/min	80 m/min	100 m/min	100 m/min	100 m/min	100 m/min
Trolley traversing speed	60 m/min	60 m/min	60 m/min	60 m/min	70 m/min	70 m/min	80 m/min	80 m/min	80 m/min	80 m/min
Hoisting speed with nominal load	30 m/min	42 m/min	42 m/min	60 m/min	50 m/min	60 m/min	65 m/min	65 m/min	60-80 m/min	60 m/min
Lowering speed ESR	40 m/min	50 m/min	50 m/min	90 m/min	70 m/min	90 m/min	90 m/min	90 m/min	90-100 m/min	80 m/min
Electrical systems										
Bridge power supply	Festoon	Festoon	Festoon	Festoon	Festoon	Festoon	Festoon	Festoon	Festoon	Festoon
Trolley power supply	Festoon	Festoon	Festoon	Festoon	Festoon	Festoon	Festoon	Festoon	Festoon	Festoon
Grab power supply	Integrated on the rope drum	Integrated on the rope drum	Integrated on the rope drum	Integrated on the rope drum	Integrated on the rope drum	Integrated on the rope drum	Integrated on the rope drum	Integrated on the rope drum	Integrated on the rope drum	Integrated on the rope drum
Motor control system	Konecranes VFD	Konecranes VFD	Konecranes VFD	Konecranes VFD	Konecranes VFD	Konecranes VFD	Konecranes VFD	Konecranes VFD	Konecranes VFD	Konecranes VFD
Sway control	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard
Electrical braking	Regenerative	Regenerative	Regenerative	Regenerative	Regenerative	Regenerative	Regenerative	Regenerative	Regenerative	Regenerative
Control										
Manual / Semi-automated	Chair	Chair	Chair	Chair	Chair	Chair	Chair	Chair	Chair	Chair
Automated: Feeding / Unmanned	HMI-panel	HMI-panel	HMI-panel	HMI-panel	HMI-panel	HMI-panel	HMI-panel	HMI-panel	HMI-panel	HMI-panel
Remote Operation Station (ROS)	Optional	Optional	Optional	Optional	Optional	Optional	Optional	Optional	Optional	Optional
Back-up / Service	Radio	Radio	Radio	Radio	Radio	Radio	Radio	Radio	Radio	Radio
Monitoring										
Event history recorder in Programmable Logic Controller (PLC)	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard
Crane Monitoring System (CMS) / Main User Interface (MUI)	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard

Figura R.2: Especificaciones tipos grúas para WTE Kronecranes
(konecrames, 2019)

ANEXO S: CONCENTRACIONES DE NOX

Puede observarse en la siguiente figura las concentraciones (ppm/m^3) de óxidos de nitrógeno para distintas temperaturas (el utilizado es 2.300 °F o 1.260 °C). El caso más pesimista (6 % de concentración oxígeno a la salida de la planta) muestra una cantidad de 1.000 ppm (o 1 g)/m^3 de aire. Sabiendo que la masa de aire expulsada (masa total entrante menos las cenizas de fondo y volantes) es de 6,85 kg entonces la concentración de NOx será de $6,85 * 1000 = 6850$ ppm NOx/kg residuos o 6,85 g NOx/kg residuo entrante

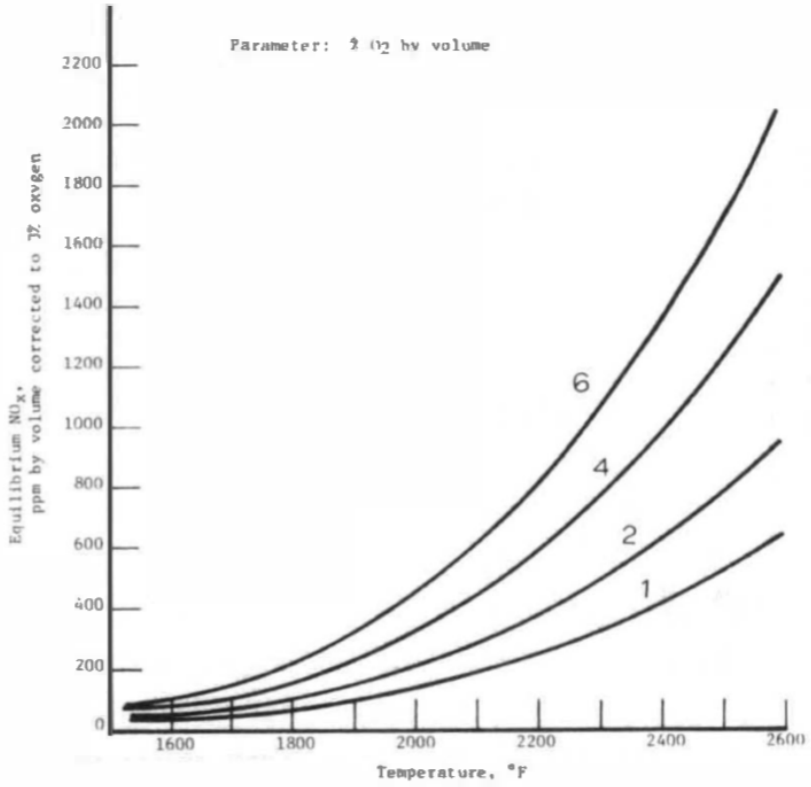


FIG. 7 EQUILIBRIUM CONCENTRATION OF NO_x FOR TYPICAL INCINERATOR PRODUCT GASES

Figura S.1: Concentraciones de equilibrio de NOx para un incinerador típico
(KIANG, 2001)

ANEXO T: BALANCES DE MASA EN EL INCINERADOR PROYECTADOS AÑO A AÑO POR KG DE RESIDUO ENTRANTE

En el siguiente gráfico se pueden observar los datos proyectados de balance de masa en el incinerador por cada kg de residuo ingresado al incinerador. Se muestran inputs y outputs. En el balance de masa final se hace la equivalencia a las necesidades.

Balance de masa unitario proyectado (2019 -2043)														
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Input	**Unidad**	**Masa**												
Residuo	kg	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Aire atmosf.	kg	6,06	6,08	6,08	6,07	6,07	6,07	6,06	6,06	6,06	6,06	6,06	6,05	6,05
Output	**Unidad**	**Masa**												
Cenizas	kg	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170
CO2	kg	1,100	1,106	1,105	1,104	1,103	1,102	1,101	1,100	1,099	1,098	1,097	1,096	1,095
N	kg	4,654	4,674	4,671	4,669	4,666	4,664	4,661	4,660	4,658	4,656	4,654	4,653	4,652
Nox	kg	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
Gases Ácidos	kg	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
O2	kg	0,424	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425
H20	kg	0,615	0,609	0,609	0,609	0,609	0,609	0,610	0,610	0,610	0,611	0,611	0,612	0,613
Volantes	kg	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040
Dioxinas y furanos	kg	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037
Hg	kg	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007

		2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Input	**Unidad**	**Masa**											
Residuo	kg	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Aire atmosf.	kg	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,06	6,06	6,06	6,07	6,08
Output	**Unidad**	**Masa**											
Cenizas	kg	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170
CO2	kg	1,094	1,093	1,092	1,091	1,090	1,088	1,087	1,085	1,084	1,082	1,080	1,077
N	kg	4,651	4,650	4,650	4,650	4,651	4,651	4,653	4,655	4,658	4,662	4,666	4,673
Nox	kg	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
Gases Ácidos	kg	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
O2	kg	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425
H20	kg	0,614	0,614	0,615	0,617	0,618	0,620	0,621	0,624	0,626	0,629	0,633	0,637
Volantes	kg	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040
Dioxinas y furanos	kg	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037
Hg	kg	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007

Tabla T.1: Balances de masas unitarios por año, proyección.

ANEXO U: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD ORC DE CICLOPENTANO

A continuación puede observarse la tabla de datos del estudio de sensibilidad del análisis del ciclo ORC de ciclopentano.

Área (m2)	η (%)	X Caldera In (%)	X Condensador In (%)	T Caldera In (K)	T Condensador In (K)
1	15,98	0,00	100,00	326	496
51	16,43	0,00	100,00	337	485
102	16,85	0,00	100,00	347	476
152	17,24	0,00	100,00	355	467
203	17,60	0,00	100,00	362	459
253	17,94	0,00	100,00	369	452
304	18,26	0,00	100,00	375	446
354	18,56	0,00	100,00	380	440
405	18,84	0,00	100,00	384	434
455	19,10	0,00	100,00	388	429
506	19,35	0,00	100,00	392	424
556	19,58	0,00	100,00	396	420
607	19,81	0,00	100,00	399	415
657	20,02	0,00	100,00	402	411
708	20,22	0,00	100,00	404	408
758	20,40	0,00	100,00	407	404
809	20,58	0,00	100,00	409	401
859	20,75	0,00	100,00	411	398
910	20,92	0,00	100,00	413	395
960	21,07	0,00	100,00	415	392
1011	21,22	0,00	100,00	417	390
1061	21,36	0,00	100,00	418	387
1112	21,49	0,00	100,00	420	385
1162	21,62	0,00	100,00	421	383
1213	21,74	0,00	100,00	422	381
1263	21,85	0,00	100,00	424	379
1314	21,97	0,00	100,00	425	377
1364	22,07	0,00	100,00	426	375
1415	22,17	0,00	100,00	427	373
1465	22,27	0,00	100,00	428	372
1516	22,37	0,00	100,00	429	370
1566	22,46	0,00	100,00	430	369
1617	22,54	0,00	100,00	431	367
1667	22,62	0,00	100,00	431	366
1718	22,70	0,00	100,00	432	365
1768	22,78	0,00	100,00	433	363
1819	22,85	0,00	100,00	434	362
1869	22,92	0,00	100,00	434	361
1920	22,99	0,00	100,00	435	360
1970	23,06	0,00	100,00	436	359
2021	23,12	0,00	100,00	436	358
2071	23,18	0,00	100,00	437	357
2122	23,24	0,00	100,00	437	356
2172	23,31	0,60	100,00	437	355
2223	23,38	1,20	100,00	437	354
2273	23,44	1,78	100,00	437	353

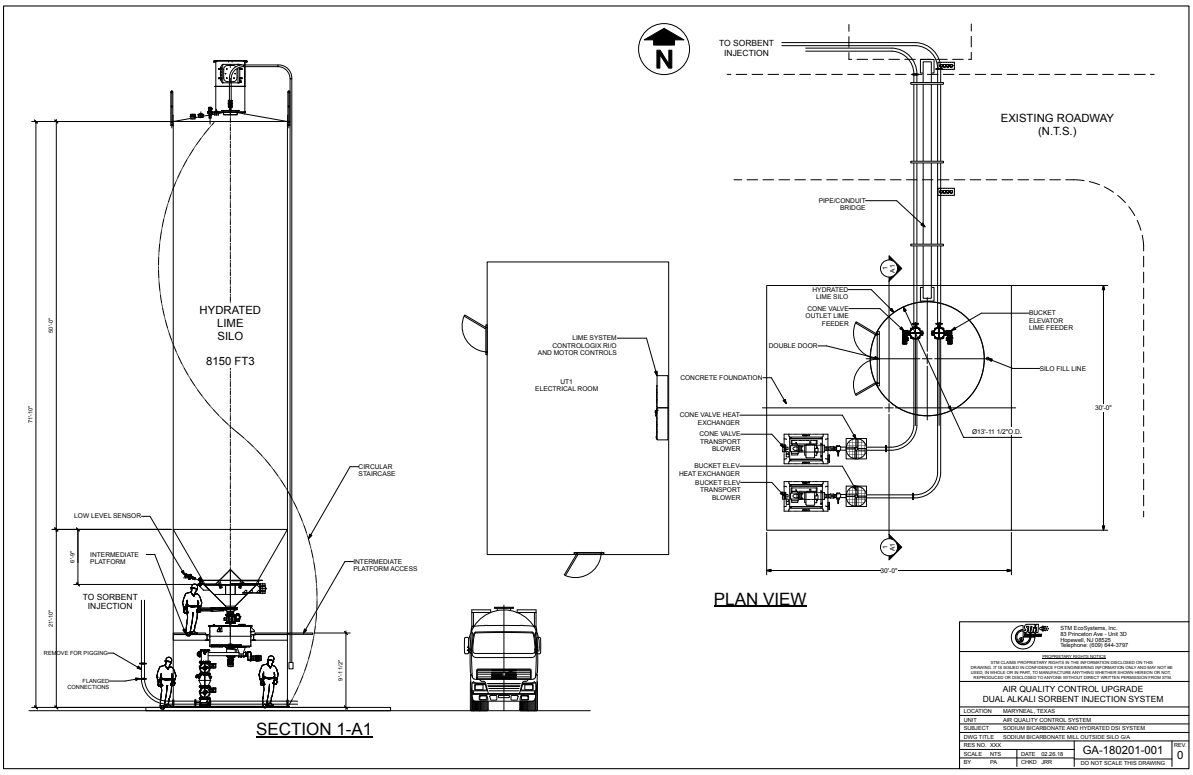
Tabla U.1: Análisis de sensibilidad para el ORC de ciclopentano, variando el área de intercambio del recuperador. Primera parte

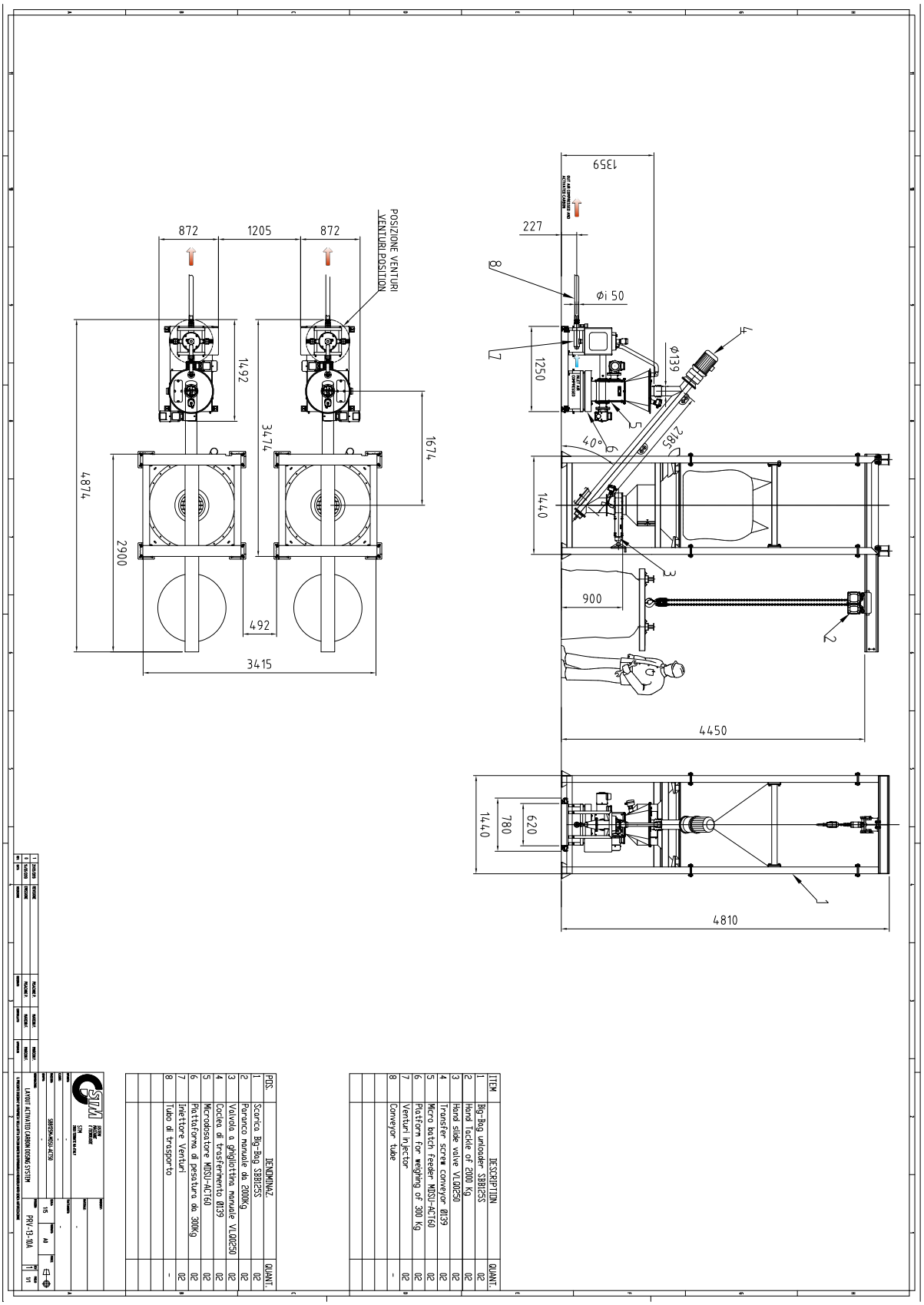
Área (m2)	η (%)	X Caldera In (%)	X Condensador In (%)	T Caldera In (K)	T Condensador In (K)
2324	23,51	2,33	100,00	437	352
2374	23,57	2,85	100,00	437	351
2425	23,62	3,35	100,00	437	350
2475	23,68	3,82	100,00	437	349
2526	23,73	4,28	100,00	437	348
2576	23,78	4,71	100,00	437	347
2627	23,83	5,13	100,00	437	347
2677	23,88	5,53	100,00	437	346
2728	23,93	5,92	100,00	437	345
2778	23,97	6,29	100,00	437	344
2829	24,01	6,64	100,00	437	344
2879	24,05	6,98	100,00	437	343
2930	24,09	7,30	100,00	437	342
2980	24,13	7,61	100,00	437	342
3031	24,17	7,91	100,00	437	341
3081	24,20	8,20	100,00	437	341
3132	24,24	8,47	100,00	437	340
3182	24,27	8,74	100,00	437	340
3233	24,30	8,99	100,00	437	339
3283	24,33	9,23	100,00	437	339
3334	24,36	9,47	100,00	437	338
3384	24,39	9,69	100,00	437	338
3435	24,41	9,91	100,00	437	337
3485	24,44	10,12	100,00	437	337
3536	24,46	10,32	100,00	437	337
3586	24,49	10,51	100,00	437	336
3637	24,51	10,70	100,00	437	336
3687	24,53	10,88	100,00	437	336
3738	24,55	11,05	100,00	437	335
3788	24,58	11,21	100,00	437	335
3839	24,60	11,37	100,00	437	335
3889	24,62	11,53	100,00	437	334
3940	24,63	11,67	100,00	437	334
3990	24,65	11,82	100,00	437	334
4041	24,67	11,95	100,00	437	333
4091	24,69	12,09	100,00	437	333
4142	24,70	12,21	100,00	437	333
4192	24,72	12,34	100,00	437	333
4243	24,73	12,46	100,00	437	333
4293	24,75	12,57	100,00	437	332
4344	24,76	12,68	100,00	437	332
4394	24,78	12,79	100,00	437	332
4445	24,79	12,89	100,00	437	332
4495	24,80	12,99	100,00	437	331
4546	24,81	13,09	100,00	437	331
4596	24,83	13,18	100,00	437	331
4647	24,84	13,27	100,00	437	331
4697	24,85	13,35	100,00	437	331
4748	24,86	13,44	100,00	437	331
4798	24,87	13,52	100,00	437	330
4849	24,88	13,60	100,00	437	330
4899	24,89	13,67	100,00	437	330
4950	24,90	13,75	100,00	437	330
5000	24,91	13,82	100,00	437	330

Tabla U.2: Análisis de sensibilidad para el ORC de ciclopentano, variando el área de intercambio del recuperador. Segunda parte

ANEXO V: PLANOS DE EQUIPOS DE ALMACENAMIENTO EN INYECCIÓN DE SORBENTE SECO

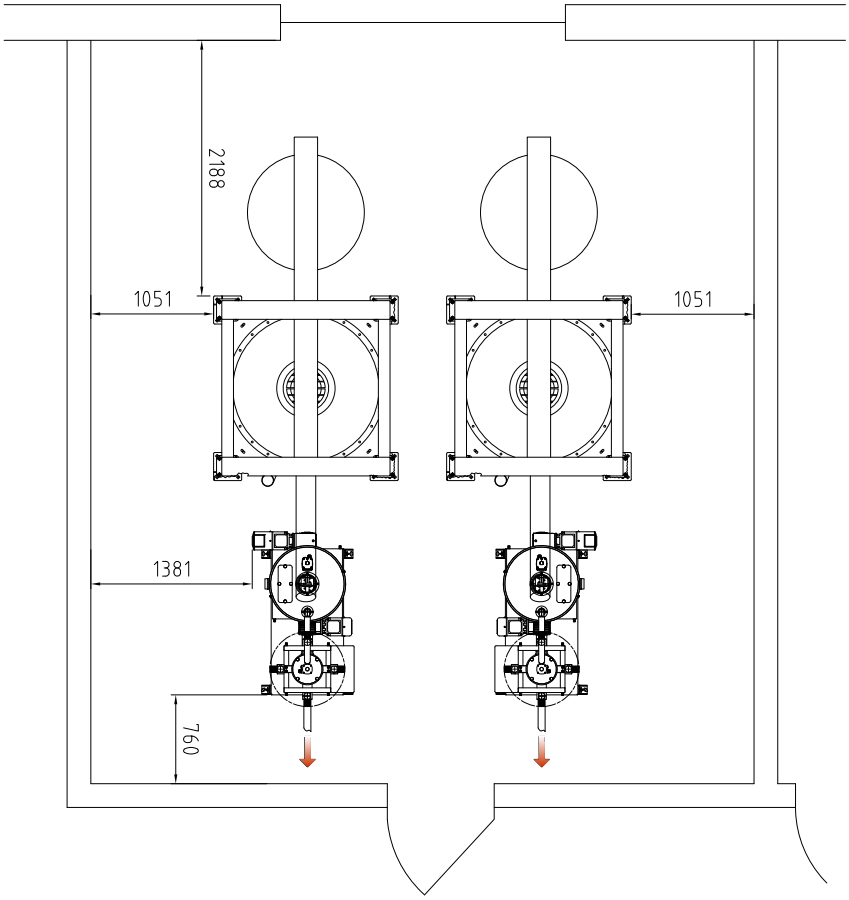
En este anexo se puede encontrar la información provista por el proveedor elegido de equipos inyección de sorbente seco para el proceso de limpieza de gases de combustión.





ITEM	DESCRIPTION	QUANT.
1	Big-Bag unloader SIBRICSS	02
2	Hand Tackle of 2000 Kg	02
3	Hand slide valve VLQ0250	02
4	Transfer screw conveyor Ø139	02
5	Micro batch feeder MDSU-ACT60	02
6	Platform for weighing of 300 Kg	02
7	Venturi injector	02
8	Conveyor tube	-

POS.	DENOMINAZ.	QUANT.
1	Scarico Big-Bag SIBRICSS	02
2	Paranco manuale da 2000Kg	02
3	Valvola a ghigliottina manuale VLQ0250	02
4	Coclea di trasferimento Ø139	02
5	Microdosatore MDSU-ACT60	02
6	Piattaforma di pesatura da 300Kg	02
7	Iniettore Venturi	02
8	Tubo di trasporto	-


2188
1051
1051
1381
760

ANEXO W: PLANOS DE TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AMONÍACO ACUOSO

En este anexo puede encontrarse el plano realizado para el almacenaje de amoníaco acuoso en planta necesario para el proceso de limpieza de gases.

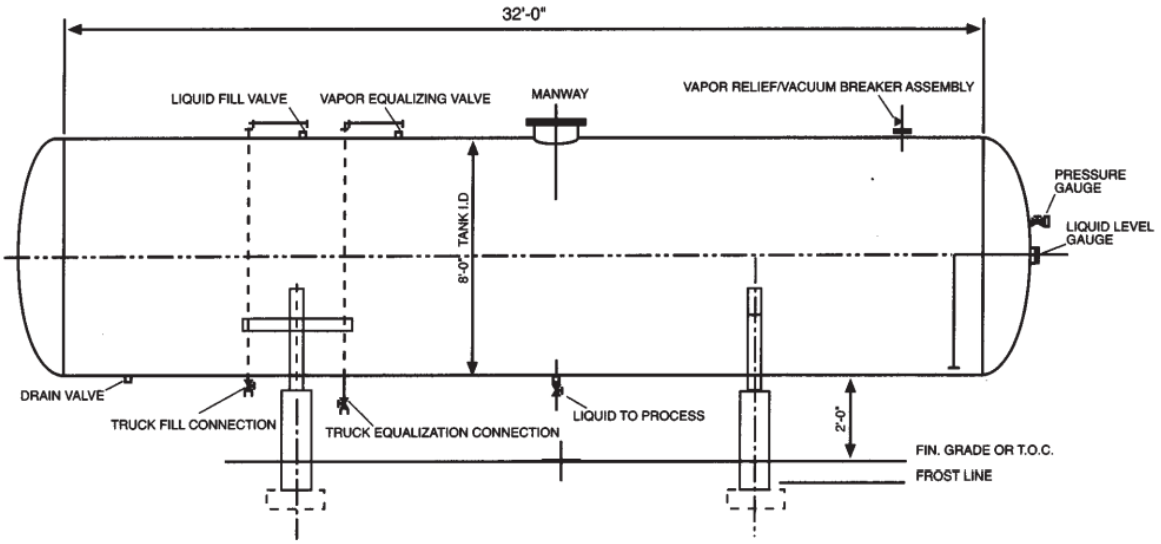


Figura W.1: Plano de tanque para almacenamiento de amoniaco acuoso de 11.000 galones (AirGas, 2019)

ANEXO X: HOJA DE PRODUCTO GORE FILTRATION PRODUCTS

A continuación se presenta la hoja de producto provista por el proveedor seleccionado para los filtros requeridos en el sistema de filtro de manga para la limpieza de gases de combustión.

GORE® Filtration Products

FILTER CARTRIDGES

Acid-Resistant Aramid Felt
475 g/m² (14 oz/yd²)

Description

A 204 °C (400 °F) maximum service temperature, stayed-aramid felt filter cartridge for use in pulse jet style dust collectors where high differential pressure and high cleaning pressures are required due to aggressive dust loading.

Features & Benefits

- GORE™ membrane technology provides an excellent combination of filtration efficiency and dust cake release.
- Polytetrafluoroethylene scrim offers superior chemical resistance and excellent dimensional stability.
- Unique acid-resistant treatment reduces the detrimental effects of moisture and acids.
- Withstands pressure drop up to 6.2 kPa (25 inches water gauge).
- Available in top, bottom, and horizontal loading configurations.

Applications

- **Chemicals Processing:** Dryers, bin vents, and nuisance dust collectors in the pigment, plastic, and catalyst industries.
- **Minerals Processing:** Clinker coolers.
- **Metals Processing:** Process venting dust collectors for base metal kiln applications.

Laminate Technical Data

Weight	475 g/m² (14 oz/yd²)
Fiber Content	100 % Virgin Aramid
Felt Construction	Supported Needlefelt with Acid-Resistant Treatment
Continuous Operating Temperature	204 °C (400 °F)
Maximum Surge Temperature	218 °C (425 °F)
Acid Resistance	Very Good
Alkali Resistance	Good
Breaking Strength • Warp • Fill	 1112 N/5 cm (250 lb/2 in) wide sample 1600 N/5 cm (360 lb/2 in) wide sample
Mullen Burst	4653 kPa (675 psi)
Thickness	1.91 mm (0.075 in)
Elongation at 50 lb • Warp • Fill	 2.0 % 5.5 %
Flame-Resistance Testing ASTMD 6413-08 • After Flame • After Glow • Char Length	 0 seconds 35.1 seconds 1.1 inches

Note: All data expressed as typical values. This technical data is subject to change. Please contact W. L. Gore & Associates, Inc., directly to confirm current information.

FOR INDUSTRIAL USE ONLY. Not for use in food, drug, cosmetic or medical device manufacturing, processing, or packaging options.

GORE and designs are trademarks of W. L. Gore & Associates ©2011–2017 W. L. Gore & Associates, Inc.

W. L. Gore & Associates, Inc.
101 Lewisville Road, Elkton, MD 21922
US Toll-Free: 800.437.5427 • Phone: +1.410.392.3300
Fax: +1.410.506.0107 • E-mail: filterbags@wlgore.com

gore.com/filterbags

GORE Creative Technologies Worldwide

GFP-059-DSH-EN-NOV17

ANEXO Y: BALANCE DE MASAS PROYECTADOS

A continuación se muestran los balances de masas, por proceso con sus respectivos inputs y outputs (balanceados). Cada etapa está visualizada con un diferente color. Para la etapa de parrilla, se agrega el desglose para los gases de combustión en sus componentes esenciales (el output gases + aire se desglosa en “output especificos gases”.

Balance de masa proyecto completo									
Proceso	Categoría	Componente	Unidad	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Parrilla	Inpu	Residuos	ton/dia	955,7054	958,5326	961,2783	963,9409	966,7177	969,4105	972,1183
Parrilla	Input	Residuos	ton/hora	39,8211	39,9389	40,0533	40,1642	40,2799	40,3921	40,5049
Parrilla	Input	Aire	ton/hora	241,3156	242,8283	243,5238	243,7967	244,4990	245,1801	245,4599
Parrilla	Output	Cenizas	ton/hora	6,7696	6,7896	6,8091	6,8279	6,8476	6,8667	6,8858
Parrilla	Output	Gases + aire	ton/hora	274,3671	275,9775	276,7680	277,1330	277,9313	278,7055	279,0790
Parrilla	Output especif gases	CO2	ton/hora	43,80	44,18	44,27	44,35	44,44	44,52	44,61
Parrilla	Output especif gases	N	ton/hora	185,3272	186,6634	187,0944	187,5118	187,9496	188,3771	188,8113
Parrilla	Output especif gases	Nox	ton/hora	0,2310	0,2316	0,2363	0,2366	0,2364	0,2367	0,2370
Parrilla	Output especif gases	Gases Ácidos	ton/hora	0,3265	0,3275	0,3284	0,3293	0,3303	0,3312	0,3321
Parrilla	Output especif gases	O2	ton/hora	16,8682	16,9680	17,0166	17,0638	17,1129	17,1606	17,2085
Parrilla	Output especif gases	H20	ton/hora	24,4820	24,2716	24,4786	24,2865	24,4990	24,7046	24,4982
Parrilla	Output especif gases	Volantes	ton/hora	1,5928	1,5976	1,6021	1,6066	1,6112	1,6157	1,6202
Parrilla	Output especif gases	Dioxinas y furanos	ton/hora	1,4758	1,4801	1,4844	1,4885	1,4928	1,4969	1,5011
Parrilla	Output especif gases	Hg	ton/hora	0,2604	0,2612	0,2619	0,2627	0,2634	0,2642	0,2649
Pos cámara combustión	Input	Nox	ton/hora	0,2310	0,2316	0,2363	0,2366	0,2364	0,2367	0,2370
Pos cámara combustión	Input	NH3 (solución al 25%)	ton/hora	0,2859	0,2848	0,3016	0,3008	0,3001	0,2989	0,2981
Pos cámara combustión	Output	N	ton/hora	0,0438	0,0439	0,0465	0,0462	0,0459	0,0460	0,0458
Pos cámara combustión	Output	Agua	ton/hora	0,3138	0,3123	0,3308	0,3306	0,3295	0,3280	0,3273
Pos cámara combustión	Output	Nox liberado	ton/hora	0,1593	0,1602	0,1606	0,1607	0,1611	0,1616	0,1620

Tabla Y.1: Resultados obtenidos.

Balance de masa proyecto completo									
Proceso	Categoría	Componente	Unidad	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Parrilla	Inpu	Residuos	ton/dia	974,5380	977,1730	979,7201	982,1779	984,4417	986,6123	988,7925
Parrilla	Input	Residuos	ton/hora	40,6058	40,7155	40,8217	40,9241	41,0184	41,1088	41,1997
Parrilla	Input	Aire	ton/hora	246,0708	246,7362	247,3793	247,9999	248,1613	248,7085	249,2581
Parrilla	Output	Cenizas	ton/hora	6,9030	6,9216	6,9397	6,9571	6,9731	6,9885	7,0039
Parrilla	Output	Gases + aire	ton/hora	279,7736	280,5301	281,2613	281,9669	282,2066	282,8289	283,4539
Parrilla	Output especif gases	CO2	ton/hora	44,68	44,76	44,83	44,91	44,97	45,03	45,08
Parrilla	Output especif gases	N	ton/hora	189,2066	189,6379	190,0567	190,4684	190,8578	191,2314	191,6181
Parrilla	Output especif gases	Nox	ton/hora	0,2371	0,2374	0,2376	0,2378	0,2379	0,2380	0,2385
Parrilla	Output especif gases	Gases Ácidos	ton/hora	0,3330	0,3339	0,3347	0,3356	0,3364	0,3371	0,3378
Parrilla	Output especif gases	O2	ton/hora	17,2514	17,2980	17,3431	17,3866	17,4267	17,4651	17,5037
Parrilla	Output especif gases	H20	ton/hora	24,6737	24,8589	25,0437	25,2092	24,9486	25,0928	25,2274
Parrilla	Output especif gases	Volantes	ton/hora	1,6242	1,6286	1,6329	1,6370	1,6407	1,6444	1,6480
Parrilla	Output especif gases	Dioxinas y furanos	ton/hora	1,5048	1,5089	1,5129	1,5166	1,5201	1,5235	1,5269
Parrilla	Output especif gases	Hg	ton/hora	0,2656	0,2663	0,2670	0,2676	0,2683	0,2689	0,2694
Pos cámara combustión	Input	Nox	ton/hora	0,2371	0,2374	0,2376	0,2378	0,2379	0,2380	0,2385
Pos cámara combustión	Input	NH3 (solución al 25%)	ton/hora	0,2972	0,2968	0,2964	0,2959	0,2953	0,2952	0,2950
Pos cámara combustión	Output	N	ton/hora	0,0459	0,0456	0,0453	0,0454	0,0455	0,0456	0,0453
Pos cámara combustión	Output	Agua	ton/hora	0,3261	0,3257	0,3258	0,3249	0,3240	0,3235	0,3238
Pos cámara combustión	Output	Nox liberado	ton/hora	0,1624	0,1629	0,1629	0,1633	0,1637	0,1640	0,1644

Tabla Y.2: Resultados obtenidos.

Balance de masa proyecto completo								
Proceso	Categoría	Componente	Unidad	2033	2034	2035	2036	2037
Parrilla	Input	Residuos	ton/hora	41,2909	41,3651	41,4308	41,4966	41,5539
Parrilla	Input	Aire	ton/hora	249,8102	250,2588	250,6561	251,0546	251,4010
Parrilla	Output	Cenizas	ton/hora	7,0195	7,0321	7,0432	7,0544	7,0642
Parrilla	Output	Gases + aire	ton/hora	284,0816	284,5919	285,0436	285,4968	285,8907
Parrilla	Output especif gases	CO2	ton/hora	45,14	45,18	45,20	45,22	45,22
Parrilla	Output especif gases	N	ton/hora	192,0111	192,3460	192,6617	192,9846	193,2854
Parrilla	Output especif gases	Nox	ton/hora	0,2387	0,2391	0,2395	0,2399	0,2402
Parrilla	Output especif gases	Gases Ácidos	ton/hora	0,3386	0,3392	0,3397	0,3403	0,3407
Parrilla	Output especif gases	O2	ton/hora	17,5425	17,5740	17,6019	17,6298	17,6542
Parrilla	Output especif gases	H20	ton/hora	25,3617	25,4602	25,5392	25,6138	25,6728
Parrilla	Output especif gases	Volantes	ton/hora	1,6516	1,6546	1,6572	1,6599	1,6622
Parrilla	Output especif gases	Dioxinas y furanos	ton/hora	1,5302	1,5330	1,5354	1,5379	1,5400
Parrilla	Output especif gases	Hg	ton/hora	0,2700	0,2705	0,2710	0,2714	0,2718
Pos cámara combustión	Input	Nox	ton/hora	0,2387	0,2391	0,2395	0,2399	0,2402
Pos cámara combustión	Input	NH3 (solución al 25%)	ton/hora	0,2948	0,2949	0,2950	0,2959	0,2963
Pos cámara combustión	Output	N	ton/hora	0,0454	0,0451	0,0456	0,0452	0,0453
Pos cámara combustión	Output	Agua	ton/hora	0,3233	0,3239	0,3236	0,3249	0,3254
Pos cámara combustión	Output	Nox liberado	ton/hora	0,1648	0,1650	0,1653	0,1656	0,1658

Tabla Y.3: Resultados obtenidos.

Balance de masa proyecto completo									
Proceso	Categoría	Componente	Unidad	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Parrilla	Input	Residuos	ton/hora	41,5936	41,6201	41,6378	41,6423	41,6157	41,5627
Parrilla	Input	Aire	ton/hora	251,6413	252,2180	252,3253	252,3522	252,6074	252,7012
Parrilla	Output	Cenizas	ton/hora	7,0709	7,0754	7,0784	7,0792	7,0747	7,0657
Parrilla	Output	Gases + aire	ton/hora	286,1640	286,7628	286,8847	286,9153	287,1484	287,1983
Parrilla	Output especif gases	CO2	ton/hora	45,21	45,17	45,12	45,04	44,93	44,77
Parrilla	Output especif gases	N	ton/hora	193,5322	193,7459	193,9449	194,1163	194,1918	194,2050
Parrilla	Output especif gases	Nox	ton/hora	0,2408	0,2410	0,2419	0,2424	0,2430	0,2436
Parrilla	Output especif gases	Gases Ácidos	ton/hora	0,3411	0,3413	0,3414	0,3415	0,3412	0,3408
Parrilla	Output especif gases	O2	ton/hora	17,6710	17,6823	17,6898	17,6917	17,6804	17,6579
Parrilla	Output especif gases	H20	ton/hora	25,6911	26,0992	26,0611	25,9973	26,2849	26,5099
Parrilla	Output especif gases	Volantes	ton/hora	1,6637	1,6648	1,6655	1,6657	1,6646	1,6625
Parrilla	Output especif gases	Dioxinas y furanos	ton/hora	1,5415	1,5424	1,5431	1,5433	1,5423	1,5403
Parrilla	Output especif gases	Hg	ton/hora	0,2720	0,2722	0,2723	0,2723	0,2722	0,2718
Pos cámara combustión	Input	Nox	ton/hora	0,2408	0,2410	0,2419	0,2424	0,2430	0,2436
Pos cámara combustión	Input	NH3 (solución al 25%)	ton/hora	0,2970	0,2984	0,2998	0,3019	0,3038	0,3067
Pos cámara combustión	Output	N	ton/hora	0,0453	0,0458	0,0462	0,0462	0,0466	0,0470
Pos cámara combustión	Output	Agua	ton/hora	0,3265	0,3276	0,3289	0,3315	0,3338	0,3367
Pos cámara combustión	Output	Nox liberado	ton/hora	0,1660	0,1661	0,1666	0,1666	0,1665	0,1667

Tabla Y.4: Resultados obtenidos.

Balance de masa proyecto completo										
Proceso	Categoría	Componente	Unidad	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Post cámara de combustión	**Input**	**Dioxinas**	ton/hora	0,0371	0,0371	0,0371	0,0371	0,0371	0,0371	0,0371
Post cámara de combustión	**Output**	**Dioxinas liberadas**	ton/hora	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037
Post cámara de combustión	**Output**	**Compuestos no contaminantes**	ton/hora	0,0334	0,0334	0,0334	0,0334	0,0334	0,0334	0,0334
Adsorción y neut.	Input	Ca(OH)2	ton/hora	0,8295	0,8319	0,8343	0,8366	0,8390	0,8414	0,8437
Adsorción y neut.	Input	Ácidos	ton/hora	0,3265	0,3275	0,3284	0,3293	0,3303	0,3312	0,3321
Adsorción y neut.	Output	Sales + reactivo restante +H2O	ton/hora	1,1309	1,1343	1,1377	1,1409	1,1442	1,1475	1,1508
Adsorción y neut.	Output	Ácidos liberados	ton/hora	0,0251	0,0251	0,0251	0,0251	0,0251	0,0251	0,0251
Adsorción y neut.	Input	Carbón Activado	ton/hora	0,0414	0,0415	0,0417	0,0418	0,0419	0,0420	0,0421
Adsorción y neut.	Input	Hg	ton/hora	0,2604	0,2612	0,2619	0,2627	0,2634	0,2642	0,2649
Adsorción y neut.	Input	Dioxinas	ton/hora	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037
Adsorción y neut.	Output	Carbón + Hg + Dioxinas	ton/hora	0,2908	0,2917	0,2925	0,2933	0,2941	0,2949	0,2957
Adsorción y neut.	Output	Hg liberado	ton/hora	0,0131	0,0132	0,0132	0,0133	0,0133	0,0133	0,0134
Adsorción y neut.	Output	Dioxinas	ton/hora	0,0016	0,0016	0,0016	0,0016	0,0016	0,0016	0,0016
Filtro Manga	**Input**	**Cenizas volantes**	ton/hora	1,5928	1,5976	1,6021	1,6066	1,6112	1,6157	1,6202
Filtro Manga	**Output**	**Cenizas volantes liberadas**	ton/hora	0,0159	0,0160	0,0160	0,0161	0,0161	0,0162	0,0162
Filtro Manga	**Output**	**Cenizas decantadas**	ton/hora	1,5769	1,5816	1,5861	1,5905	1,5951	1,5995	1,6040

Tabla Y.5: Resultados obtenidos.

Balance de masa proyecto completo										
Proceso	Categoría	Componente	Unidad	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Post cámara de combustión	**Input**	**Dioxinas**	ton/hora	0,0371	0,0371	0,0371	0,0371	0,0371	0,0371	0,0371
Post cámara de combustión	**Output**	**Dioxinas liberadas**	ton/hora	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037
Post cámara de combustión	**Output**	**Compuestos no contaminantes**	ton/hora	0,0334	0,0334	0,0334	0,0334	0,0334	0,0334	0,0334
Adsorción y neut.	Input	Ca(OH)2	ton/hora	0,8458	0,8481	0,8503	0,8524	0,8544	0,8563	0,8582
Adsorción y neut.	Input	Ácidos	ton/hora	0,3330	0,3339	0,3347	0,3356	0,3364	0,3371	0,3378
Adsorción y neut.	Output	Sales + reactivo restante +H2O	ton/hora	1,1537	1,1569	1,1600	1,1629	1,1657	1,1683	1,1709
Adsorción y neut.	Output	Ácidos liberados	ton/hora	0,0251	0,0251	0,0251	0,0251	0,0251	0,0251	0,0251
Adsorción y neut.	Input	Carbón Activado	ton/hora	0,0422	0,0423	0,0425	0,0426	0,0427	0,0428	0,0428
Adsorción y neut.	Input	Hg	ton/hora	0,2656	0,2663	0,2670	0,2676	0,2683	0,2689	0,2694
Adsorción y neut.	Input	Dioxinas	ton/hora	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037
Adsorción y neut.	Output	Carbón + Hg + Dioxinas	ton/hora	0,2965	0,2973	0,2980	0,2988	0,2994	0,3001	0,3008
Adsorción y neut.	Output	Hg liberado	ton/hora	0,0134	0,0134	0,0135	0,0135	0,0135	0,0136	0,0136
Adsorción y neut.	Output	Dioxinas	ton/hora	0,0016	0,0016	0,0016	0,0016	0,0016	0,0016	0,0016
Filtro Manga	**Input**	**Cenizas volantes**	ton/hora	1,6242	1,6286	1,6329	1,6370	1,6407	1,6444	1,6480
Filtro Manga	**Output**	**Cenizas volantes liberadas**	ton/hora	0,0162	0,0163	0,0163	0,0164	0,0164	0,0164	0,0165
Filtro Manga	**Output**	**Cenizas decantadas**	ton/hora	1,6080	1,6123	1,6165	1,6206	1,6243	1,6279	1,6315

Tabla Y.6: Resultados obtenidos.

Balance de masa proyecto completo								
Proceso	Categoría	Componente	Unidad	2033	2034	2035	2036	2037
Post cámara de combustión	**Input**	**Dioxinas**	ton/hora	0,0371	0,0371	0,0371	0,0371	0,0371
Post cámara de combustión	**Output**	**Dioxinas liberadas**	ton/hora	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037
Post cámara de combustión	**Output**	**Compuestos no contaminantes**	ton/hora	0,0334	0,0334	0,0334	0,0334	0,0334
Adsorción y neut.	Input	Ca(OH)2	ton/hora	0,8601	0,8616	0,8630	0,8644	0,8656
Adsorción y neut.	Input	Ácidos	ton/hora	0,3386	0,3392	0,3397	0,3403	0,3407
Adsorción y neut.	Output	Sales + reactivo restante +H2O	ton/hora	1,1736	1,1757	1,1776	1,1796	1,1812
Adsorción y neut.	Output	Ácidos liberados	ton/hora	0,0251	0,0251	0,0251	0,0251	0,0251
Adsorción y neut.	Input	Carbón Activado	ton/hora	0,0429	0,0430	0,0431	0,0432	0,0432
Adsorción y neut.	Input	Hg	ton/hora	0,2700	0,2705	0,2710	0,2714	0,2718
Adsorción y neut.	Input	Dioxinas	ton/hora	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037
Adsorción y neut.	Output	Carbón + Hg + Dioxinas	ton/hora	0,3014	0,3019	0,3024	0,3029	0,3033
Adsorción y neut.	Output	Hg liberado	ton/hora	0,0136	0,0137	0,0137	0,0137	0,0137
Adsorción y neut.	Output	Dioxinas	ton/hora	0,0017	0,0017	0,0017	0,0017	0,0017
Filtro Manga	**Input**	**Cenizas volantes**	ton/hora	1,6516	1,6546	1,6572	1,6599	1,6622
Filtro Manga	**Output**	**Cenizas volantes liberadas**	ton/hora	0,0165	0,0165	0,0166	0,0166	0,0166
Filtro Manga	**Output**	**Cenizas decantadas**	ton/hora	1,6351	1,6381	1,6407	1,6433	1,6455

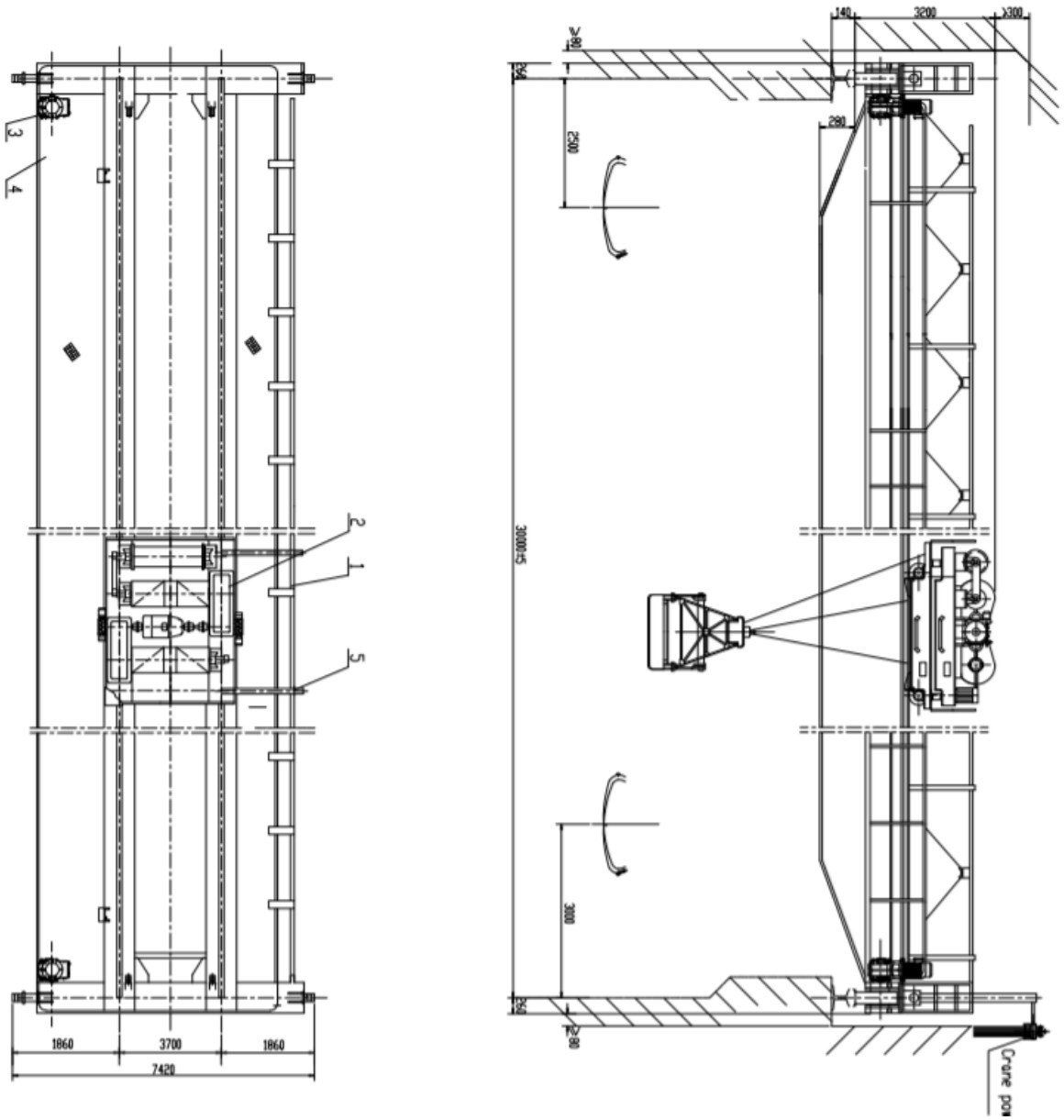
Tabla Y.7: Resultados obtenidos.

Balance de masa proyecto completo									
Proceso	Categoría	Componente	Unidad	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Pos cámara combustión	Output	Agua	ton/hora	0,3265	0,3276	0,3289	0,3315	0,3338	0,3367
Pos cámara combustión	Output	Nox liberado	ton/hora	0,1660	0,1661	0,1666	0,1666	0,1665	0,1667
Post cámara de combustión	**Input**	**Dioxinas**	ton/hora	0,0371	0,0371	0,0371	0,0371	0,0371	0,0371
Post cámara de combustión	**Output**	**Dioxinas liberadas**	ton/hora	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037
Post cámara de combustión	**Output**	**Compuestos no contaminantes**	ton/hora	0,0334	0,0334	0,0334	0,0334	0,0334	0,0334
Adsorción y neut.	Input	Ca(OH)2	ton/hora	0,8664	0,8669	0,8673	0,8674	0,8669	0,8658
Adsorción y neut.	Input	Ácidos	ton/hora	0,3411	0,3413	0,3414	0,3415	0,3412	0,3408
Adsorción y neut.	Output	Sales + reactivo restante +H2O	ton/hora	1,1824	1,1831	1,1837	1,1838	1,1830	1,1815
Adsorción y neut.	Output	Ácidos liberados	ton/hora	0,0251	0,0251	0,0251	0,0251	0,0251	0,0251
Adsorción y neut.	Input	Carbón Activado	ton/hora	0,0433	0,0433	0,0433	0,0433	0,0433	0,0432
Adsorción y neut.	Input	Hg	ton/hora	0,2720	0,2722	0,2723	0,2723	0,2722	0,2718
Adsorción y neut.	Input	Dioxinas	ton/hora	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037
Adsorción y neut.	Output	Carbón + Hg + Dioxinas	ton/hora	0,3036	0,3038	0,3039	0,3039	0,3038	0,3034
Adsorción y neut.	Output	Hg liberado	ton/hora	0,0137	0,0137	0,0137	0,0137	0,0137	0,0137
Adsorción y neut.	Output	Dioxinas	ton/hora	0,0017	0,0017	0,0017	0,0017	0,0017	0,0017
Filtro Manga	**Input**	**Cenizas volantes**	ton/hora	1,6637	1,6648	1,6655	1,6657	1,6646	1,6625
Filtro Manga	**Output**	**Cenizas volantes liberadas**	ton/hora	0,0166	0,0166	0,0167	0,0167	0,0166	0,0166
Filtro Manga	**Output**	**Cenizas decantadas**	ton/hora	1,6471	1,6482	1,6489	1,6490	1,6480	1,6459

Tabla Y.8: Resultados obtenidos.

ANEXO Z: DIMENSIONES DE GRÚA SELECCIONADA DE MOVIMIENTO DE RESIDUOS

A continuación se muestra el plano provisto por el proveedor de grúas con las dimensiones necesarias para realizar el movimiento de RSU en la fosa.



ANEXO AA: DIMENSIONAMIENTO DE CONDENSADOR

Para dimensionar el condensador a utilizar en el ciclo Rankine se comienza calculando las variaciones de temperatura a la entrada y a la salida, considerando contra flujo. Luego, se calcula la variación de temperatura media logarítmica según sigue.

$$\Delta T_{ml} = \frac{\Delta T_2 - \Delta T_1}{\ln\left(\frac{\Delta T_2}{\Delta T_1}\right)} \tag{AA.1}$$

T-In Fría (°C)	23,00
T-Out Fría (°C)	30,00
T-In Caliente (°C)	37,63
T-Out Caliente (°C)	37,63

ΔT1	7,63
ΔT2	14,63
ΔTml	10,75

Tabla AA.1: Variaciones de temperatura en entrada y salida del condensador y cálculo de variación de temperatura media logarítmica .

Una vez obtenida la variación de temperatura media logarítmica, que resulta ser de 10,75 °C, se puede calcular el área de transferencia de calor requerida. Para esto, se considera también la potencia a extraer de 62.184 kW, correspondientes al salto entálpico de 2293,21 kJ/kg a 157,627 kJ/kg que ocurre en el condensador a un flujo másico de 29,118 kg/s. A su vez, se considera el coeficiente de transferencia global (U) del material de los tubos interiores; se dimensionó para cobre, debido su extendido uso en centrales eléctricas de este tipo y mayor transferencia de calor. Estos elementos son vinculados según la ecuación que sigue. (Incropera & Dewitt, 2012)

$$Q = U \cdot A \cdot \Delta T_{ml} \Rightarrow A = \frac{Q}{U \cdot \Delta T_{ml}} \tag{AA.2}$$

U (W/m2K)	1.160,00
Pot. Rechazada (kW)	62.184,00
A (m2)	4.986,30

Tabla AA.2: Cálculo del área de transferencia de calor del intercambiador .

Como se observa en la tabla AA.2, el área de transferencia calculada es de 4.986,30 m^2 aproximadamente. Se prosigue determinando las dimensiones de los tubos: se dimensiona un diámetro de 1" y largo de 12m, considerando que el área de transferencia es relativamente grande (mayor a 4650 y 9300 m^2 para la determinación de cada componente, respectivamente). A su vez, se dimensionó para una sola línea de flujo, siendo esto lo recomendado cuando se cuenta con suficiente caudal de agua dulce (Guyer, 2013). Considerando las dimensiones de los tubos, se determina la cantidad a requerir como el cociente redondeado hacia el entero superior del área de transferencia total y el área de un tubo.

ø Tubos (mm)	25,40
L estimado Tubos (m)	12,00

Perímetro Tubos (mm)	79,80
A Tubo (m2)	0,96
Cantidad Tubos	5.208,00

Tabla AA.3: Cálculo de la cantidad de tubos del condensador.

Como puede observarse en la figura anterior, se requieren 5.208 tubos, una cantidad adecuada para la potencia de la planta (Guyer, 2013). Luego, se continúa calculando el tamaño de la carcasa, el cuál se estima a partir de la siguiente ecuación (Sekulic, 2003).

$$D_s = 0,637\sqrt{\frac{CL}{CTP}} \cdot \left[\frac{A_0 \cdot \left(\frac{P_t}{D_0}\right)^2 \cdot D_0}{L}\right]^{\frac{1}{2}} \tag{AA.3}$$

$$A_0 = \pi \cdot D_0 \cdot N_t \cdot L \tag{AA.4}$$

Donde deben considerarse las siguientes variables y parámetros:

- D_s es el diámetro de la carcasa exterior.
- CL es la constante de layout de los tubos, que se considera 0,87 para la disposición de caños como triángulos equiláteros, que resulta ser la más usual para este tipo de usos.

- CTP es la constante de conteo de tubos que explica la cobertura incompleta del diámetro de la carcasa por los tubos debido a las holguras necesarias entre la carcasa y el círculo del tubo exterior. Para el caso considerado de un paso de tubo, su valor es de 0,93.
- A_0 es el área de transferencia para la cantidad de tubos definidos, considerando su largo y diámetro.
- D_0 es el diámetro del tubo, definido en 1.
- P_t es la dimensión del "pitch" del intercambiador para la disposición de tubos sugerida, que es la distancia entre los centros de los caños. Por lo general se considera $1,25D_0$.
- L es el largo del tubo, definido en 12m. (Sekulic, 2003)

Considerando las definiciones anteriores, se continúa estimando el diámetro de la carcasa exterior.

L (m)	12,00
Cantidad Tubos	5.208,00
CL	0,87
CTP	0,93
Pt (mm)	31,75
ø Tubos (mm)	25,40
A0 (m2)	4.986,96

Ds (m)	2,50

Tabla AA.4: Cálculo del diámetro de la carcasa exterior D_s.

ANEXO AB: MATRICES DE RELACIONES INTERDEPARTAMENTALES

A continuación se exponen las matrices generadas de relaciones interdepartamentales por los métodos “Hard” y “Soft” para el diseño de layout.

	DRSU	CP	Ch	TdG	ACdF	TD	SdBR	TdM	O&L	Ad
DRSU	-	108,76	-	-						
CP		-	-	10,55						
Ch			-	10,55						
TdG				-						
ACdF					-					
TD						-				
SdBR							-			
TdM								-		
O&L									-	
Ad										-

Tabla AB.1: Relaciones interdepartamentales relativas a la potencia consumida y generada entre sectores, en MW .

	DRSU	CP	Ch	TdG	ACdF	TD	SdBR	TdM	O&L	Ad
DRSU	-	999,41	-	-	-	-				
CP		-	-	829,51	169,90	-	3.048,00			
Ch			-	829,51	-	-				
TdG				-	-	135,29				
ACdF					-	-				
TD						-				
SdBR							-			
TdM								-		
O&L									-	
Ad										

Tabla AB.2: Relaciones interdepartamentales relativas al flujo de materia de proceso entre sectores, en toneladas .

	DRSU	CP	Ch	TdG	ACdF	TD	SdBR	TdM	O&L	Ad
DRSU	-	10,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CP		-	5,00	8,00	5,00	0,00	2,00	10,00	6,00	0,00
Ch			-							
TdG				-	0,00	10,00	0,00	10,00	8,00	0,00
ACdF					-	0,00	0,00	6,00	3,00	0,00
TD						-	0,00	4,00	4,00	0,00
SdBR							-	4,00	4,00	0,00
TdM								-	8,00	0,00
O&L									-	0,00
Ad										-

Tabla AB.3: Relaciones interdepartamentales relativas al flujo de materiales .

	DRSU	CP	Ch	TdG	ACdF	TD	SdBR	TdM	O&L	Ad
DRSU	-	7,00	2,00	5,00	5,00	2,00	0,00	9,00	10,00	10,00
CP		-	5,00	7,00	8,00	6,00	4,00	10,00	10,00	8,00
Ch			-	8,00	9,00	9,00	4,00	8,00	9,00	5,00
TdG				-	10,00	9,00	4,00	9,00	10,00	4,00
ACdF					-	10,00	4,00	9,00	10,00	4,00
TD						-	2,00	7,00	10,00	4,00
SdBR							-	10,00	8,00	2,00
TdM								-	10,00	9,00
O&L									-	9,00
Ad										-

Tabla AB.4: Relaciones interdepartamentales relativas al flujo de mano de obra .

ANEXO AC: EXPERTOS CONSULTADOS

Con fines de validar el trabajo llevado adelante se consultaron expertos de organizaciones referentes respecto de la financiación del presente proyecto para obtener su perspectiva y construir una deuda lo más cercana a la realidad posible.

AC.1. Banco Interamericano de Desarrollo (BID)

- Persona consultada: Nicolas Camauer
- Cargo: Oficina del Director Ejecutivo de Argentina y Haiti.
- Objetivo de la reunión: conocer las líneas de crédito, las posibilidades de financiación y requisitos exigidos.
- Resultados obtenidos: aspectos técnicos, financieros, económicos y operativos mínimos a considerar, enfoque de la evaluación de riesgos utilizada, tasas, período de gracia y repago en proyectos de similares características.

AC.2. Ejecutora de préstamos del BID para el Ministerio de Turismo

- Persona consultada: Alvaro Sanchez Granel
- Cargo: Coordinador Técnico GIRSU - Prestamo BID 1868/OC-AR-1.
- Objetivo de la reunión: conocer en detalle los desembolosos, las auditorías y detalles de la construcción.
- Resultados obtenidos: contrato de préstamo con el BID, tasas de mercado, formas de auditoría (ex post y ex ante), relación con el acreedor, política de desembolsos, puntos evaluados al evaluar pliegos de licitación.

AC.3. BAS Corporation

- Persona consultada: Miguel Ángel López Peña
- Cargo: Biomass Director
- Objetivo de la reunión: avalar las hipótesis establecidas para estructurar el proyecto y contrastar los resultados obtenidos con proyectos de generación similares operativos en la actualidad.
- Resultados obtenidos: confirmación de hipótesis y resultados obtenidos, especialmente en el precio de break even siendo 150 USD/MWh nuestra estimación en Argentina y +140 USD/MWh el dato de break even aportado por Miguel Ángel para una planta de características similares en Uruguay.

AC.4. Martifer Renewables SGPS

- Persona consultada: Nicolas Miguel Gonzalez Rouco.
- Cargo: Gerente de Desarrollo Argentina en Martifer Renewables SGPS.
- Objetivo de la reunión: conocer las distintas formas de financiación de proyectos renovables y las prácticas más habituales aplicadas en Argentina.
- Resultados obtenidos: introducción a la financiación de proyectos licitados en programas RenovAr

AC.5. AySA

- Persona consultada: Normando Birolo
- Cargo: Director en AySA. Previamente especialista de saneamiento en el BID.
- Objetivo de la reunión: conocer las prácticas del Banco Interamericano de Desarrollo a la hora de financiar proyectos privados.
- Resultados obtenidos: conocimiento sobre las prácticas del BID en la realización de proyectos y las condiciones requeridas.

ANEXO AD: ÍNDICES DE FIGURAS Y TABLAS

ÍNDICE DE FIGURAS

1.1. Esquema general tratamiento de termovalorización. 4

2.1. Generación eléctrica en Argentina por región 13

2.2. Evolución de la matriz energética en Argentina. 14

2.3. Generación eléctrica en Argentina por fuente. 16

2.4. LCOE por fuente de generación 20

4.1. Dispersión de precios adjudicados en el programa RenovAr para proyectos de biomasa, biogás y biogás RS frente a su potencia. 32

4.2. Ecuación de línea de tendencia para el precio adjudicado en base a su escala (Biomasa, biogás y biogás RS). 33

4.3. Histograma de precios adjudicados en el programa RenovAr para proyectos de biomasa, biogás y biogás RS frente a su potencia. 33

4.4. Gráfico de dispersión de precios adjudicados en el programa RenovAr para proyectos de biogás frente a su potencia. 34

4.5. Histograma de precios adjudicados en el programa RenovAr para proyectos de biogás. 34

4.6. Ecuación de línea de tendencia para el precio adjudicado en base a su escala (Biomasa). 35

4.7. Dispersión de precios adjudicados en el programa RenovAr para proyectos de biomasa frente a su potencia. 35

4.8. Histograma de precios adjudicados en el programa RenovAr para proyectos de biomasa. 36

5.1. Proyección de generación hasta 2045 para cada tipo de fuente. 38

5.2. Proyección de generación actual y proyección en un escenario contemplando la ejecución de la ley. 40

5.3. Proyección de generación actual y forecast en un escenario contemplando la no ejecución de la ley. 43

7.1. Composición de los residuos generados en CABA. 2015. 49

7.2. Diagrama de gestión actual de Residuos sólidos urbanos en CABA & AMBA. . 50

7.3. Matriz de gestión de residuos actual. 52

8.1. Tratamiento de RSUs en Europa 2001-2016. 62

8.2. Matriz de gestión de RSUs en algunos países de Europa, y el promedio de la Unión Europea . *Aclaración: Islandia no pertenece a la Unión Europea. 63

8.3. Matriz gestión RSUs en EE.UU. 64

9.1. Ratio calculado de población AMBA + CABA sobre población argentina. . . . 66

9.2. Proyección de generación de basura por año por habitante. 67

11.1. Cuadro de gestión de escorias y cenizas volantes. (Universidad de Cantabria.) . 88

11.2. Diagrama de separación de fracciones valorizables reciclables y a disponer en planta separadora 89

12.1. Matriz Poder-Interés de Stakeholders. 96

15.1. Porcentaje de población con servicio de disposición en relleno sanitario. 107

15.2. Mapa CABA y 40 partidos de Buenos Aires. 111

15.3. Complejos Ambientales CEAMSE 112

15.5. Mapa de la zona del C.A. Norte III. 116

15.6. Visualización del terreno A en el C.A. Norte III. 117

15.7. Visualización del terreno B en el mapa del predio CEAMSE 117

15.8. Acceso al terreno A en el mapa del predio CEAMSE 119

15.9. Acceso al terreno B en el mapa del predio CEAMSE 119

15.10. Ubicación del Parque Industrial Suarez 121

15.11. Cinta Transportadora Cubierta 123

15.12. Vía con carretillas utilizada en minería 124

16.1. Basura dispuesta, histórico y proyecciones 129

16.2. Diagrama de separación de fracciones valorizables reciclables y a disponer en planta separadora. 131

16.3. Diagrama de bloques conceptual del proceso de separación. 132

16.4. Efecto de la volatilidad del precio en el tiempo 134

17.1. Esquema de una planta de incineración (estilo parrilla) con recuperación de energía 136

17.2. Esquema gasificación seca 139

17.3. Modulo de depolimerización catalítica 141

17.4. Proceso de valorización térmica partiendo del TMB existente. 143

17.5. Proceso de valorización térmica integrando gasificación y depolimerización catalítica. 144

18.1. Esquema de equipos del proceso térmico 150

18.2. Tipo de grúa a utilizar 151

18.3. Esquema de alimentador de residuos 152

18.4. Esquema parrilla del proveedor seleccionado. 153

18.5. Estudio de porcentaje de monóxido respecto al de oxígeno. 158

18.6. Balance de masas de alto nivel para el incinerador (1 kg de residuos). 164

18.7. Gráfico balance de masa. 170

18.8. Gráfico balance de energía por kg residuos (2019). 170

18.9. Tipos de calderas. Izquierda: Vertical. Derecha: horizontal. 173

18.10Distribución de temperaturas típica de los gases de combustión en el sistema. . 175

18.11Resumen de las posibles combinaciones de sistemas de tratamiento de gases. . 176

18.12Funcionamiento filtro de ciclón. 177

18.13Principio operativo de un precipitador electroestático 178

18.14Un ejemplo de filtro de tejido. 178

18.15Esquema de un sistema de TgC seco con inyección de reactivo en el conducto de gases de combustión y filtro de manga corriente abajo. 180

18.16Principio operativo de un absorbedor de pulverización. 180

18.17Esquema de un lavador húmedo de 2 etapas con eliminación de polvo corriente arriba. 181

18.18Principio de operación sistema RNCS. 184

18.19Principio de operación sistema RCS. 185

18.20Relleno de torre de polipropileno impregnado con carbón activado 186

18.21Lavador de condensación para waste-to-energy GE 188

18.22Proceso seleccionado de tratamiento de gases de combustión. 189

18.23Ciclo Rankine ideal. Esquema de conexión y diagrama T,s. 197

18.24Diagrama T,s de ciclo Rankine real. 198

18.25Ciclo Rankine con regeneración con calentador abierto. 199

18.26Ciclo Rankine con regeneración con calentador cerrado y cámara de mezclado. 200

18.27ORC binario, instalado sobre una planta de generación de vapor preexistente. 1. Bunker. 2. Incinerador. 3. Recuperación de calor por generación de vapor. 3a. Economizador. 3b. Red de calefacción urbana. 3c. Módulo ORC. 4a. ESP. 4b. Reactor químico. 4c. Filtro de bolsa. 4d. Denox. 5. Chimenea. 202

18.28Ciclo Rankine Orgánico (ORC) con recuperación típicamente usado en aplicaciones de waste-to-energy. 202

18.29Curvas T,s características para amoníaco (izquierda) y etanol (derecha). 203

18.30Circuitos ORC sin recuperador (izquierda) y con recuperador (derecha). 204

18.31Esquemas de turbinas utilizados en WTE. 206

18.32Pérdidas energéticas entre el nodo Malaver y la turbina. 207

18.33Ciclo de vapor simulado en software ”DWSIM”. 208

18.34Ciclo tipo ORC simulado en software ”DWSIM”para ciclopentano. 214

18.35Análisis de sensibilidad simulado en ”DWSIM”. Variación del rendimiento (%) y el título (%) a la entrada de la caldera respecto al área del recuperador m^2 . . 216

18.36Análisis de sensibilidad simulado en ”DWSIM”. Variación de temperaturas de salida del recuperador respecto a su área (m^2) 216

18.37Esquema de equipos típico para RNCS 224

18.38Diagrama de flujo de un sistema DSI típico 225

18.39Foto de sistema de inyección de carbón activado PRV-13-10A se STM ecosystems225

18.40Instalación industrial de remoción de partículas mediante filtro de manga . . . 226

18.41Tanque de acero anticorrosivo para depósito de amoníaco 227

18.42Distribución de granulometría de cenizas volantes. 228

19.1. Imágen satelital nodo Rotonda. 230

19.2. Imágen satelital nodo Malaver. 230

19.3. Diagrama unifilar nodo Malaver. 231

19.4. Diagrama unifilar nodo Malaver. 231

19.5. Terreno disponible en nodo Malaver. 232

19.6. Monótona Traf. 6, nodo Malaver. 233

19.7. Monótona Traf. 7 y 8, nodo Malaver. 234

19.8. Monótona Traf. 6, nodo Malaver. 235

19.9. Plano de Estación Transformadora. 239

19.10Blindobarras de cobre para aplicaciones de alta tensión. 240

19.11Transformador de potencia 241

19.12Descargador de sobretensión. 242

19.13Seccionador 243

19.14Interruptor de alta tensión. 243

19.15Transformador de corriente para realizar mediciones. 244

19.16Transformador de tensión para realizar mediciones. 245

19.17Trazo de electroducto de 132 kV entre el proyecto y el nodo Malaver. 246

19.18Electroducto monoconductor. 247

19.19Plano del campo de conexión para el proyecto en nodo Malaver. 248

19.20Imágen satelital terreno para Campo de Conexión nodo Malaver. 248

19.21Diagrama unifilar de nodo Malaver con el proyecto. 249

19.22Frecuencia y reacción de turbinas 253

19.23Parque de reserva de potencia 254

19.24Simulación para Demanda Pico. 254

19.25Tiempo de reacción de generadores frente a perturbaciones de la frecuencia. . . 255

20.1. Diagrama completo de procesos y equipos. 258

20.2. Balance de energía. Año 2041 262

20.3. Balance de masa. Año 2041 263

20.4. Balance de masa unitario. Año 2041. 264

21.1. Disposición del sistema incinerador-caldera y accesorios en la planta 269

22.1. Concentraciones proyectadas a la salida de gases tratados del balance de mas. . 284

23.1. Organigrama de la planta. 290

24.1. Layout característico de una planta de waste-to-energy por incineración con disposición lineal. 304

24.2. Layout característico de una planta de waste-to-energy por incineración con disposición en ”L”. 305

24.3. Layout preliminar con disposición en ”L”. 316

24.4. Layout preliminar con disposición lineal 317

24.5. Layout general de planta 319

24.6. Layout general de planta con equipos señalados 320

24.7. Layout general de planta con principales cotas 321

24.8. Ubicación final del layout sobre el predio indicado 323

24.9. Diagrama de Gantt de la obra civil y puesta en marcha de la planta 325

24.10Referencia del diagrama de tipo ROY.[em]pleado 325

24.11Diagrama de bloques tipo ROY”de la obra civil y puesta en marcha de la planta 326

26.1. Rendimiento a carga parcial, ciclo ORC. Fuente: Turboden 345

26.2. Terreno disponible para ampliaciones en ciclos de vapor 348

27.1. Gráfico de inversiones acumuladas en bienes de uso 353

27.2. Nivel y variacion de capital de trabajo. 356

28.1. Composición de costos en moneda y tipo 360

29.1. Proyección tipo de cambio real ARS/USD a valores del año 2001. 362

29.2. Proyección inflación anual argentina. 363

29.3. Proyección tipo de cambio nominal ARS/USD. 363

29.4. Proyección inflación y paritarias acumuladas. 364

30.1. Variacion anual de EBITDA 366

30.2. Composición EBITDA año 2028 367

30.3. Composición EBITDA año 2039 367

30.4. Precio de MWh producido al cual se cubren los costos de producción 368

30.5. Cantidad anual de energía generada de anulación de EBITDA 369

32.1. Esquema de funcionamiento del préstamo sindicado. (Energy Education Canada)374

33.1. Variación anual de relación deuda equity 384

33.2. Evolución proyectada (en USD) de Activo, Pasivo y Patrimonio Neto 385

33.3. Flujos anuales de IVA con y sin devolución anticipada del IVA 386

34.1. Flujos de fondos anuales al proyecto. 388

34.2. Flujos de fondos anuales al inversor. 389

34.3. Flujos de fondos anuales de la deuda. 390

35.1. Gráfico β_l vs nivel de endeudamiento (D/V) 393

35.2. Gráfico retorno esperado del inversor vs nivel de endeudamiento (D/V) 395

35.3. Composicion de la WACC para nivel de endeudamiento del 70 % 396

35.4. Grafico de WACC y retorno esperado del inversor vs nivel de endeudamiento . 397

37.1. TIR y TOR vs precio de licitación de energía. 402

37.2. TIR y TOR vs precio de tipping fee. 403

37.3. VAN descontado vs precio de licitación de energía. 404

37.4. VAN descontado vs precio de tipping fee, precio por MWh vendido fijo. 404

37.5. Valor económico añadido anual. 405

39.1. Clasificación de riesgos según su impacto en las ganancias 412

39.2. Histograma tipo de cambio real en pesos de diciembre 2001 413

39.3. Proyección de tipo de cambio real con bandas de probabilidad 414

39.4. Histograma de inflación anual de los EEUU últimos 20 años 415

39.5. Proyección de inflación anual estadounidense con bandas de probabilidad . . . 415

39.6. Series de inflación anual de EEUU y promedio de BCPP 417

39.7. Inflación anual de EEUU vs promedio de BCPP 417

39.8. Proyección de inflación Argentina con bandas de probabilidad 418

39.9. Resultado de una corrida aleatoria del modelo estocástico de proyección de inflación Argentina 419

39.10 Histograma de Tipo de cambio nominal, año de referencia 2028 420

39.11 Distribución de probabilidades de factor de planta 421

39.12 Distribución de probabilidad más común para Lead Time de entrega 423

39.13 Serie histórica de precios de cal hidratada 1978-2019. 426

39.14 Serie histórica y proyecciones precio de Cal Hidratada en 2019 USD/Ton. . . . 427

39.15 Histograma de precios de Amoníaco período Sep. 2015-Sep. 2019. 428

39.16Histograma de las tn/día requeridas en el año 2028 para cumplir con los requerimientos de calorías 431

39.17Plazo de pagos histórico de CAMMESA segregada por plazo normal y atraso. (CAMMESA, 2019) 437

39.18Histograma días de atraso de pagos CAMMESA. 438

40.1. Tornado Chart con tipping fee. 445

40.2. Análisis de sensibilidad del VAN. 446

40.3. Matriz Impacto vs Ocurrencia 447

40.4. Matriz Impacto vs variabilidad 448

40.5. Spider chart de riesgos principales. 448

42.1. Escenarios de flujos de fondos y de valor de la opción real. Hoy y 10 años. . . . 459

42.2. Valores y estimación de prima de la Opción Real. Hoy y 10 años. 460

42.3. Histograma de valor de la opción real de expansión. 461

43.1. Distribuciones simuladas de rentabilidad de proyecto base y base+ORC con tipping fee sin mitigación 466

43.2. Distribuciones simuladas de rentabilidad de proyecto base y base+ORC con tipping fee con mitigación 467

43.3. Distribución de resultados de simulación de LCOE con tipping fee post mitigación468

43.4. Otras distribuciones simuladas de indicadores del proyecto base y base con tipping fee con mitigación 469

43.5. Otras distribuciones simuladas de indicadores del proyecto base y base con tipping fee con mitigación 470

43.6. Diagrama de ejecución del proyecto al buscar un 90 % de probabilidad de VAN positivo 471

G.1. Algoritmo Best Subsets aplicado a los datos macroeconómicos para proyectar Consumo Residencial. 486

G.2. Algoritmo Best Subsets aplicado a los datos macroeconómicos para proyectar Consumo Intermedio 487

G.3. Algoritmo Best Subsets aplicado a los datos macroeconómicos para proyectar Consumo Intermedio. 488

H.1. Análisis de regresión para la demanda total respecto del tiempo. 489

I.1. Algoritmo de Stepwise Regression para la Demanda Total, respecto del PBI per cápita y la población. 490

I.2. Algoritmo de Backward Elimination para la Demanda Total, respecto del PBI per cápita y la población. 491

J.1. Matriz de correlación y p-value asociado para las variables explicativas. 492

J.2. Algoritmo Stepwise y su output para la regresión de la demanda de energía total en Argentina 493

J.3. Matriz de correlación y p-value asociado para las variables explicativas 494

J.4. Matriz de correlación y p-value asociado para las variables explicativas. 495

J.5. Algoritmo Best Subsets aplicado para la evaluación de modelos regresivos con diversas variables. 496

J.6. Análisis de regresión para el modelo de la demanda energética considerando el dataset limpio de outliers, leverage e influential points. 498

J.7. Análisis residual para el modelo de la demanda energética considerando el dataset limpio de outliers, leverage e influential points. 499

J.8. Estadístico de Durbin-Watson para el modelo desarrollado. 499

J.9. Regresión calculada con datos de 1998 a 2012, eliminando outliers, influential y leverage points. 500

J.10. Proyección de demanda de energía eléctrica hasta 2045. 501

J.11. Matriz de correlación entre variables. 503

J.12. Matriz de correlación entre variables. 503

J.13. Análisis de regresión de la Generación No Renovable. 504

J.14. Análisis residual para el modelo de la generación no renovable. 505

J.15. Estadístico de Durbin-Watson para el modelo desarrollado. 505

J.16. Regresión calculada con datos de 1998 a 2012. 506

J.17. Análisis de regresión de la Generación Total. 507

J.18. Análisis residual para el modelo de la generación total. 507

J.19. Estadístico de Durbin-Watson para el modelo desarrollado. 508

J.20. Regresión calculada con datos de 1998 a 2012. 508

J.21. Análisis de regresión de la Generación Térmica. 509

J.22. Análisis residual para el modelo de la generación térmica. 510

J.23. Estadístico de Durbin-Watson para el modelo desarrollado. 510

J.24. Regresión calculada con datos de 1998 a 2012. 511

K.1. Matriz de correlación entre PBI AMBA, población AMBA, consumo de los hogares y consumo de gobierno. 512

K.2. Algoritmo de Best Subsets para la proyección de basura respecto a las variables población AMBA, PBI AMBA, consumo de hogares y consumo de gobierno. . 513

K.3. Análisis residual para la regresión seleccionada. 514

K.4. Estacionalidad de basura dispuesta. 517

K.5. Promedio diario de basura dispuesta, en base anual. 517

K.6. Histórico y proyección de dispuesto diario (ton/día) en AMBA. 518

K.7. Evolución de la composición física de los RSU, algunos componentes. 519

K.8. Evolución de la composición física de los RSU, componentes proyectados con buen ajuste. 521

K.9. Evolución de la composición física de los RSU, componentes proyectados por zona y ponderado. 522

M.1. Resumen análisis de regresión composición Papeles y Cartones transformada respecto al año. 533

M.2. Gráfica de línea ajustada composición Papeles y Cartones transformado respecto al año. 534

M.3. Gráfica de 4 en 1 de residuos de la regresión de composición Papeles y Cartones transformado respecto al año. 534

M.4. Análisis de regresión de la composición de desechos alimenticios transformada respecto al año. 535

M.5. Gráfica de línea ajustada composición desechos alimenticios transformado respecto al año. 535

M.6. Gráfica de 4 en 1 de residuos de la regresión de composición Desechos alimenticios transformado respecto al año. 536

P.1. Mapa topográfico del terreno A 541

P.2. Mapa topográfico del terreno B 542

P.3. Diagrama explicativo acerca del nivel freático y las capas del suelo. 543

Q.1. Tornillo prensado 547

Q.2. Discos rotativos 548

Q.3. Discos rotativos 548

Q.4. Trituradora e imán 549

Q.5. Tambor magnético 549

Q.6. Polea Magnética 550

Q.7. Polea Magnética 550

Q.8. Polea Magnética 551

R.1. Especificaciones grúas para WTE Kronecranes 554

R.2. Especificaciones tipos grúas para WTE Kronecranes 555

S.1. Concentraciones de equilibrio de NOx para un incinerador típico 556

W.1. Plano de tanque para almacenamiento de amoniaco acuoso de 11.000 galones . 563

ÍNDICE DE TABLAS

1.1. Clasificación de los residuos según su origen. 2

1.2. Clasificación residuos según su composición química 3

5.1. Proyección de generación hasta 2045 para cada tipo de fuente. 37

5.2. Fracción adjudicada por tipo de fuente de energía para las rondas de RenovAr 1, 1.5, 2 y 3. 39

5.3. Fracción adjudicada por tipo de fuente de energía según datos históricos previos a la ejecución de RenovAr. 39

5.4. Proyección de la generación renovable, puesta en funcionamiento de proyectos adjudicados a la fecha y requerimiento de generación (en energía y potencia) contemplando la ejecución de la ley. 41

5.5. Proyección de requerimiento de potencia renovable, por fuente, contemplando la ejecución de la ley. 42

5.6. Proyección de generación actual y forecast en un escenario contemplando la no ejecución de la ley. 44

5.7. Proyección de requerimiento de potencia renovable, por fuente, contemplando la no ejecución de la ley. 45

7.1. Costo de recolección de residuos según tamaño poblacional. Fuente: Proyecto GIRSU. 53

8.1. Composición de residuos según grupo socioeconómico predominante. 57

8.2. Composición de residuos en CABA y AMBA. 58

9.1. Cálculo de proporción de población en AMBA + CABA sobre la población total Argentina período 2011-2018. 65

9.2. Población proyectada para CABA + AMBA. 66

9.3. Generación de basura por habitante por día en CABA + AMBA proyectados. . 66

9.4. Generación proyectada de basura en CABA y AMBA por día. 66

9.5. Resultados obtenidos de MAE, MSE, MAPE Forecast Accuracy y R^2. 67

9.6. Rangos humedad por componentes. 68

9.7. Valores extremos y moda de humedad por componente presente en los residuos (proyección 2043) valorizables térmicamente. 69

9.8. Estimaciones humedad RSU finales para termovalorizar. 69

9.9. Poder Calorífico Inferior de los componentes en los residuos. 70

9.10. Total RSUs disponibles para incinerar proyectado. 71

9.11. Total RSUs disponibles para incinerar proyectado. 71

9.12. Energía disponible en la basura por día. 71

9.13. Potencia media a generar con el total de la basura disponible. 72

10.1. Cuadro comparativo de fuentes de ingreso CEAMSE - Municipalidades. . . . 76

11.1. Límites de emisión en gases de chimenea para sustancias principales(Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo) 82

11.2. Límites de emisión en gases de chimenea para metales pesados (Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo) 83

11.3. Límites de emisión en gases de chimenea para metales pesados. (Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo.) 84

11.4. Límites de emisión en gases de chimenea para monóxido de carbono. (Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo.) 84

11.5. Porcentaje a no superar de valores límites de emisión diarios. (Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo.) 85

11.6. Límites de emisión de contaminantes para muestras no filtradas en efluentes de tratamiento de gases. (Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo) 86

11.7. Rangos de contaminación típica de efluentes de plantas incineradoras de RSU. (Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo) 87

12.1. Análisis fuerzas de Porter. 92

12.2. Resumen de posición de Stakeholders frente al proyecto. 96

12.3. Matriz FODA del proyecto. 98

12.4. Matriz de relación en frente de ataque y defensa de análisis FODA 99

14.1. Tabla resumen de estrategia de entrada seleccionada. 104

14.2. Facturación a lo largo del proyecto en el caso base. 104

15.1. Población de Grandes Centros Urbanos. 108

15.2. Generación de RSU por día por persona por Provincia. 109

15.3. Porcentaje de departamentos con separación por departamentos. 109

15.4. Matriz de selección de región. 115

17.1. Resumen de tecnologías disponibles de incineración 137

17.2. Resumen de tecnologías disponibles de pirólisis. 138

17.3. Resumen de tecnologías disponibles de gasificación. 139

17.4. Matriz de selección de proceso de incineración. 143

17.5. Matriz de selección de proceso de valorización seco. 144

18.1. Elementos y compuestos que están en el proceso de combustión 156

18.2. Relación oxígeno/nitrógeno en el aire atmosférico 156

18.3. Reacciones de combustión 157

18.4. Promedio elementos combustibles en los residuos 158

18.5. Proyección de composiciones combustibles en residuos. 159

18.6. Necesidades de aire atmosférico para combustión 160

18.7. Necesidad de oxígeno para el proceso de combustión. Proyección año 2019 . *Nota la humedad es agua, pero se computa en forma diferencia del hidrógeno y oxígeno presente. 160

18.8. Necesidad de oxígeno para el proceso de combustión. Proyección años 2020-2043. 161

18.9. Composición de las cenizas de fondo. 162

18.10 Porción de los residuos retirados como cenizas de fondo. 162

18.11 Composición de las cenizas de fondo 163

18.12 Flujos aire gases reales y teóricos. 164

18.13 Aumentos de masa por generación de gases ácidos (por cada 1 kg de residuos). 167

18.14 Masa halogenuros de hidrógeno generados por cada 1 kg de residuos. 167

18.15 Balance de masa 169

18.16 Comparación de sistemas de eliminación de partículas. 179

18.17 Niveles de emisiones asociados a distintos procesos 182

18.18 Comparación procesos de reducción de ácidos en gases de combustión 182

18.19 Comparación de procesos de reducción de NO_X 185

18.20 Comparación procesos de reducción de emisiones de PCDD/F 187

18.21 Matriz de selección de procesos de reducción de emisiones de PCDD/F 190

18.22 Matriz de selección de procesos de reducción de NO_X 190

18.23 Matriz de selección de procesos de separación de partículas 190

18.24Matriz de selección de procesos de reducción de ácidos 191

18.25Calculo de requerimiento de insumos por kg de contaminante. 192

18.26Modelo de balance de masa TGC para emisiones de 1 kg de residuos en 2019. 193

18.27Verificación de emisiones estimadas según modelo de balance de masa. 193

18.28Residuos sólidos para incineración aproximada de 1000 toneladas de RSU diarios 194

18.29Rendimientos para ciclos ORC con diversas temperaturas máximas de operación. 204

18.30Temperaturas características de los principales fluidos empleados en ORCs a HT y VHT 205

18.31Puntos termodinámicos característicos para el ciclo de vapor simulado. 209

18.32Puntos termodinámicos característicos para el ciclo de ciclopentano simulado. . 217

18.33Variaciones de temperatura en entrada y salida del condensador y cálculo de variación de temperatura media logarítmica para el ORC 218

18.34Cálculo del área de transferencia de calor del intercambiador en el ORC 218

18.35Cálculo de la cantidad de tubos del condensador para el ORC 218

18.36Cálculo del diámetro de la carcasa exterior D_s del condensador del ORC 219

18.37Tabla de datos CAPEX y OPEX para ciclos de vapor y ORC.. 222

18.38Flujo de fondos utilizado.. 223

18.39Indicadores obtenidos del análisis. 223

18.40Características de sistemas de inyección informadas por STM ecosystems . . . 227

19.1. Transformador de potencia 241

19.2. Esquema de cortes por baja frecuencia. 256

19.3. Esquema de cortes por baja frecuencia. 256

20.1. Requerimientos de equipos Año 2041. 259

20.2. Residuos necesarios Año 2041 259

20.3. Caudal Rankine y masa de gases entrante al boiler. Año 2041. 260

20.4. Requerimientos de ciclo de refrigeración. Año 2041. 260

20.5. Desglose de autoconsumos. Año 2041 260

20.6. Pérdidas en transformador y conductores. Año 2041 261

21.1. Costos y proveedor para etapa de incineración y caldera 270

21.2. Turbina seleccionada. 271

21.3. Generador seleccionado. 271

21.4. Características operacionales del condensador requerido 271

21.5. Dimensionamiento aproximado del condensador requerido 272

21.6. Características operacionales de la bomba requerida 272

21.7. Tamaño aproximado de la bomba requerida (”Zoomlian Pump Co., Ltd.”). . . . 272

21.8. Temperatura y entalpía específica del agua de refrigeración empleada a la entrada y salida del condensador 276

21.9. Velocidades medias sugeridas para distintos estados y presiones del fluido de trabajo. 278

21.10. Velocidades medias sugeridas para distintos estados y presiones del fluido de trabajo. 278

21.11. Valores de velocidad media, flujo másico nominal y corregido y volumen específico para cada punto. 278

21.12. Cálculo de diámetros de tuberías. Para el cálculo del diámetro a la salida de la turbina se utilizó la tabla sugerida para vapor de vacío. 279

21.13. Capacidades reales de los equipos. 279

21.14. Necesidades proyectadas para los equipos. 280

21.15. Grado de aprovechamiento de los equipos por año. 280

22.1. Escala de distancias de seguridad según tensión 286

22.2. Escala de anchos de pasillo mínimos 287

22.3. Superficie mínima por persona 287

22.4. Sueldos mensuales (en pesos) de personal de planta estimados en pesos al 30/6/2019 289

23.1. Costos mano de obra proyectados. 293

24.1. Requerimientos de espacio y restricciones para principales equipos por sección . 306

24.2. Requerimiento de espacio para el dock de descarga de RSUs en fosa 307

24.3. Cálculo de cantidad de camiones simultáneos para el dock de suministro de insumos 308

24.4. Cálculo de cantidad de camiones simultáneos para el dock de despacho de residuos peligrosos 308

24.5. Cálculo de cantidad de camiones simultáneos para el dock de despacho de cenizas de fondo 309

24.6. Cálculo de cantidad de bolsas a almacenar de carbón activado 309

24.7. Cálculo de cantidad de tambores a almacenar de residuos peligrosos 310

24.8. Cálculo de requerimientos de espacio para el taller 310

24.9. Cálculo de requerimientos de espacio para el taller 311

24.10. Cálculo de requerimientos de área, altura y consideraciones de importancia para cada módulo. Primera parte 311

24.11. Cálculo de requerimientos de área, altura y consideraciones de importancia para cada módulo. Segunda parte 312

24.12. Cálculo de requerimientos de área, altura y consideraciones de importancia para cada edificio de la planta 313

24.13 Relaciones interdepartamentales de tipo ”hard”. 314

24.14 Relaciones interdepartamentales de tipo ”soft”. 315

24.15 Matriz de decisión para la determinación del layout 318

24.16 Alturas finales de los edificios propuestos en el layout final 322

24.17 Actividades del proyecto de obra civil y puest apunto, según su numeración, nombre, precedencias, tiempo más probable, optimista, pesimista, esperado y varianza de este último 324

25.1. Inversión en equipamiento y maquinaria 330

25.2. Inversión en obra civil 331

25.3. Costos anuales proyectados de materias primas 333

25.4. Costos anuales proyectados de mantenimiento. 334

25.5. Resumen costos anuales tercerización 335

25.6. Balances operativos anuales proyectados 336

25.7. Flujo de fondos, TIR y período de repago. 337

26.1. Costos de oportunidad para las inversiones del proyecto de ampliación 343

26.2. Balance de masa para una ampliación de 10MW 347

26.3. Equipos necesarios para una ampliación de 10MW 347

26.4. Estimaciones de inversión para una ampliación de 10MW 349

26.5. Balance de masa para una ampliación de 20 MW 350

26.6. Equipos necesarios para una ampliación de 20 MW 350

26.7. Estimaciones de inversión para una ampliación de 20MW 351

27.1. Cálculo de amortizaciones de proyecto base 354

27.2. Cálculo de amortizaciones de ampliaciones 355

35.1. Factores y resultado del CAPM desapalancado 394

35.2. Resultados de calculo de WACC 396

38.1. Tasas de Retorno y Generación de Valor para Proyecto Base y Base+1,6 MW en miles de USD. 408

38.2. Tasas de Retorno y Generación de Valor para Proyecto Base, Base+10 MW y Base+20 MW en miles de USD. 409

39.1. Modelo de datos del análisis de riesgos 411

39.2. Promedios y desvíos de inflación en países sudamericanos comparables 416

39.3. Tabla de parámetros de la distribución de factor de planta 421

39.4. Factor de correlación de errores, Cal Hidratada. 426

43.1. Indicadores de distribución de rentabilidad del proyecto para distintos escenarios 465

43.2. Indicadores de distribución de rentabilidad del proyecto para ambas campanas de distribuciones mitigadas 468

43.3. Precios de licitación con 90 % de probabilidad de VAN positivo 470

43.4. Precios de licitación con 90 % de probabilidad de VAN positivo por campana . 471

C.1. Limpieza del dataset empleado para la proyección de demanda energética. . . . 479

C.2. Limpieza del dataset empleado para la proyección de demanda energética. . . . 480

C.3. Limpieza del dataset empleado para la proyección de demanda energética. . . . 480

C.4. Limpieza del dataset empleado para la proyección de demanda energética. . . . 481

D.1. Limpieza del dataset empleado para la proyección de demanda energética. . . . 482

E.1. Limpieza del dataset empleado para la proyección de demanda energética. . . . 483

F.1. Limpieza del dataset empleado para la proyección de demanda energética. . . . 484

F.2. Limpieza del dataset empleado para la proyección de demanda energética. . . . 485

J.1. Proyección de 2013 hasta 2018, calculada con el modelo anterior. 500

J.2. Medidas del Error Medio Absoluto (MAE), Error Cuadrático Medio (MSE), Error Medio Absoluto Porcentual (MAPE) y exactitud del pronóstico (Forecast Accuracy) considerando datos de 2013 a 2018. 500

J.3. Proyección de demanda de energía eléctrica hasta 2045. 501

J.4. Balance anual entre importaciones y exportaciones en el SADI. 502

J.5. Balance general entre importaciones y exportaciones en el SADI. 502

J.6. Proyección de 2013 hasta 2018, calculada con el modelo anterior. 506

J.7. Medidas del Error Medio Absoluto (MAE), Error Cuadrático Medio (MSE), Error Medio Absoluto Porcentual (MAPE) y exactitud del pronóstico (Forecast Accuracy) considerando datos de 2013 a 2018. 506

J.8. Proyección de 2013 hasta 2018, calculada con el modelo anterior. 508

J.9. Medidas del Error Medio Absoluto (MAE), Error Cuadrático Medio (MSE), Error Medio Absoluto Porcentual (MAPE) y exactitud del pronóstico (Forecast Accuracy) considerando datos de 2013 a 2018. 509

J.10. Proyección de 2013 hasta 2018, calculada con el modelo anterior. 511

J.11. Medidas del Error Medio Absoluto (MAE), Error Cuadrático Medio (MSE), Error Medio Absoluto Porcentual (MAPE) y exactitud del pronóstico (Forecast Accuracy) considerando datos de 2013 a 2018. 511

K.1. Análisis de residuos para la proyección realizada. 514

K.2. Cálculo de los errores para evaluar la capacidad de la proyección. 515

K.3. Proyecciones realizadas hasta 2043 para la generación de residuos. 516

K.4. Resultados obtenidos de MAE, MSE, MAPE Forecast Accuracy y R^2. 518

K.5. Límites superiores en inferiores calculados para diferentes materiales. 520

K.6. R^2. 520

K.7. Composición física de los RSU, elementos asumidos constantes. 522

K.8. Escenarios planteados % fracción de RSUs reciclados/compostados en año 2045. 523

K.9. Fracción compostada/reciclada en cada punto porcentual de aumento de separación. 526

K.10. Fracción de componente separada por cada punto porcentual de separación incrementado. 527

K.11. Composición física de los residuos proyectada. Resumen 2043. 528

K.12. Disponibilidad porcentual valorizable por tipo de RSU. 529

K.13. Composición de los residuos que quedan luego de la separación disponibles para valorizar. 530

K.14. Composición de la basura que se termovalorizará. 531

L.1. Composición física de los RSU de CABA 2015. Fuente: FIUBA - CEAMSE, 2015 532

N.1. Proyecciones de generación de residuos 2019 - 2030. 537

N.2. Proyecciones de generación de residuos 2031 - 2043. 537

O.1. Proyectos adjudicados en programas RenovAr. CAMMESA. 540

P.1. Proyecciones de la composición de basura a termovalorizar entre 2019 - 2030. . 543

P.2. Proyecciones de la composición de basura a termovalorizar entre 2031 - 2043. . 544

P.3. Proyección anual de humedad en residuos a termovalorizar. 544

Q.1. Técnicas automáticas de separación 547

T.1. Balances de masas unitarios por año, proyección. 557

U.1. Análisis de sensibilidad para el ORC de ciclopentano, variando el área de intercambio del recuperador. Primera parte 558

U.2. Análisis de sensibilidad para el ORC de ciclopentano, variando el área de intercambio del recuperador. Segunda parte 559

Y.1. Resultados obtenidos. 565

Y.2. Resultados obtenidos. 565

Y.3. Resultados obtenidos. 566

Y.4. Resultados obtenidos. 566

Y.5. Resultados obtenidos. 566

Y.6. Resultados obtenidos. 567

Y.7. Resultados obtenidos. 567

Y.8. Resultados obtenidos. 567

AA.1. Variaciones de temperatura en entrada y salida del condensador y cálculo de variación de temperatura media logarítmica 569

AA.2. Cálculo del área de transferencia de calor del intercambiador 570

AA.3. Cálculo de la cantidad de tubos del condensador. 570

AA.4. Cálculo del diámetro de la carcasa exterior D_s. 571

AB.1. Relaciones interdepartamentales relativas a la potencia consumida y generada entre sectores, en MW 572

AB.2. Relaciones interdepartamentales relativas al flujo de materia de proceso entre sectores, en toneladas 572

AB.3. Relaciones interdepartamentales relativas al flujo de materiales 573

AB.4. Relaciones interdepartamentales relativas al flujo de mano de obra 573

BIBLIOGRAFÍA

Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones. Gobierno de España. (2011). *Mejores técnicas disponibles de referencia europea para incineración de residuos.* (Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones. Gobierno de España)

A. Rettig1, T. S. V. S. J., M. Lagler. (2011). *Application of organic rankine cycles (orc).*

AB, A. (2017). *From waste to electricity with the againity orc system* (Tech. Rep.).

Acurio, G., Rossin, A., Teixeira, P. F., & Zepeda, F. (1997). *Gdiagnosis of municipal solid waste management in latin america and the carribbean* (Unpublished master's thesis). Inter-American Development Bank and the Pan American Health Organization.

AGOEC. (2019). *Asociación gremial obreros y empleados del ceamse.* Retrieved from `https://bit.ly/2Juy1WZ`

AirGas. (2019). *Delivery & storage information.* Retrieved from `http://bit.ly/2Lq2qHv`

American Boilers Manufacturers Association. (2019). *Boilers guide.* Retrieved from `https://www.abma.com/`

Analysis, D. (2019). *Chemicals used for ph adjustment.* Retrieved from `http://bit.ly/2NgCvok`

Andersen, H. B. (2015). *Case study: Reno nord, line 4. a high-efficiency waste incineration plant.*

Anderson, D. (2016). What we know about duration: Workflows.

Anrp Consulting Engineers. (2003). Incineration/waste to energy facility - description of facilities.

Arteche. (2019a). *Catálogo de transformadores de corriente.*

Arteche. (2019b). *Catálogo de transformadores de tensión.*

Arturo Romero, S. (2005). *Incineracion de residuos solidos urbanos.* (Dpto. de Ingeniería Química. Facultad de CC. Químicas. Universidad Complutense de Madrid)

Astolfi, M. (2017). Technical options for organic rankine cycle systems.

AVG Koln. (2017). *Incineration plant construction and operation experiences.* Retrieved from `http://bit.ly/2ZY3k1X` (İstanbul Waste to Energy Conference)

Babcock & Wilcox Vølund. (2012). *Adiox®: No more dioxin.*

Banco Central de la República Argentina. (Agosto 2019). Resultado del relevamiento de expectativa de mercado.

Banco Mundial. (2019). Retrieved from `www.bancomundial.org`

Bartone, C., Leite, L., & Scherternleib, R. (1991). *Private sector participation in municipal solid waste service: Experiences in latin america.* Waste Management Research.

Bartone, C., Triche, L. L. T., & Schertenleib, R. (1991). Private sector participation in municipal solid waste service: Experiences in latin america. *Waste Management & Issue*, *9*.

Bartone, C. R., Leite, L., Triche, T., & Schertenleibl, R. (1991). Private sector participation in municipal solid waste service: Experiences in latin america. *Waste Management Research*.

Belvi H., M. H. (2000). *Factors determining the element behavior in municipal solid waste incineratiors.*

Bernadette Assamoi y Yuri Lawryshyn. (2012). *The environmental comparison of landfilling vs. incineration of msw accounting for waste diversion.* Retrieved from http://bit.ly/33aIvBA

Bertacchini, A. (2015). *Recent developments and new applications in organic rankine cycle technology* (Tech. Rep.).

Bioenergy. (2018). *Waste handling cranes.* Retrieved from http://bit.ly/2FDeuS7

BNAmericas. (2019). Retrieved from http://bit.ly/2rf11eK

Bonisile Mtsweni (Wits Business School). (2015). The valuation of companies in emerging markets: A behavioural view with a private company perspective. *UNIVERSITY OF THE WITWATERSRAND*.

Branan, C. R. (2002). *Rules of thumb for chemical engineers: a manual of quick, accurate solutions to everyday process engineering problems*. Houston: Gulf Professional Publishing.

Branchini, L. (2012). *Waste-to-energy cycles* (Unpublished doctoral dissertation). Universidad de Bologna.

Brian J. Flynnk, P. J. B. (2013). Modeling the risk and uncertainty of inflation rate projections. Retrieved from http://bit.ly/2otBkGF

Buenos Aires. (1972). Ley de higiene y seguridad en el trabajo. *Boletín Oficial*.

Buenos Aires provincia. (2019). Sistema tributario provincial. *Web provincia de Buenos Aires*.

Bull Market Brokers. (2019). *Comisiones bull market brokers.* Retrieved from https://bit.ly/2qKdNSj

CAMMESA. (2019a). *Informe mensual, principales variables.* Retrieved from www.bancomundial.org

CAMMESA. (2019b). *Los procedimientos.*

Casado, V. T. (2011). DiseÑo y montaje de un condensador de vapor down flow para una central tÉrmica de ciclo combinado. *UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID*.

Castillo, G. P. P. (2001). *Calculo y diseño de un filtro de mangas (tipo pulse jet) para partículas minerales de origen industrial* (Master's thesis). Retrieved from http://bit.ly/2FGSzJX

CEAMSE. (2013). *Arrancó la nueva planta de separación de residuos en norte iii.* Retrieved from http://bit.ly/2XyzxiN

CEAMSE. (2017a). *De basura a energía.* http://bit.ly/37pKQMh. ([Online; 31-May-2019])

CEAMSE. (2017b). *PLANTA DE TMB.* http://www.ceamse.gov.ar/plantadetmb/. ([Online; 31-May-2019])

CEAMSE. (2019a). *Centro de investigación.*

CEAMSE. (2019b). Gestión integral de residuos sólidos urbanos. doi: http://www.ceamse.gov.ar/gestion-integral-de-residuos-solidos-urbanos/

Cengel, Y. A., & Boles, M. A. (2012). *Termodinámica, 7ma edición*. New York City: McGraw-Hill.

Centra Ingeniería. (2018). *Catálogo de blindobarras de cobre en alta tensión.*

Centro de Estudio de Construcciones Civiles y Desarrollo, UTN. (2018). (Tech. Rep.).

Cifras Online. (2019). (Tech. Rep.).

Ciudad Autónoma de Buenos Aires. (2007). *Ley n° 2214, expediente 53198/2007.*

Ciudad Autónoma de Buenos Aires. (2019). *Boletín oficial.* Retrieved from https://www.buenosaires.gob.ar/areas/leg$_t ecnica/sin/normapop09.php?id = 81508qu = ccprl = 1rfimmot_todamot_frasemot_alguna$

Congreso de la Nación. (2004). *Ley n° 55.916* (Tech. Rep.). Gestión de Residuos Domiciliarios.

CoolProp. (2019). *Coolprop.*

Corvellec, Bramyrd, & Hultman. (2011). The business model of swedish municipal waste management. *Department of Service Management. Lund University*.

Cossío, A. S. M. (2018). *Estudio técnico sobre biodigestores anaeróbicos, aplicado al tratamiento de la fracción orgánica de los residuos municipales* (Unpublished master's thesis). Universidad de Cantabria.

COX J., ROSS S., RUBINSTEIN M. (1979). *Options pricing: a simplified approach.*

CPA. (2009). *A guide to managing foreign exchange risk.* Retrieved from https://bit.ly/36bgVXH

CÁMARA DE LA INDUSTRIA QUÍMICA Y PETROQUÍMICA. (2014). "la industria petroquÍmica argentina su perfil en el aÑo 2025".

Daelim Tech CO. (2019). *Catálogo de transformadores de potencia.*

Damodaran, A. (2019a). *Annual returns on stock, t.bonds and t.bills: 1928 - current.* Retrieved from http://bit.ly/2khLB6r

Damodaran, A. (2019b). *Country default spreads and risk premiums.* Retrieved from http://bit.ly/2lOEzGX

de Buenos Aires, P. (2016). Resolución 72/2016. *Boletín Oficial*.

de Energía Eólica, A. A. (2018). Análisis del mater desde la mirada de los grandes usuarios. Retrieved from https://bit.ly/2Xxr7pG

Defensoría del Pueblo de la Nación. (2009). *Informe especial cuenca del río reconquista primera parte.* Retrieved from http://bit.ly/2X1r9Eg

de Inversiones y Comercio Internacional, A. A. (2019). El sistema tributario en la argentina. *InvestTradeARG*.

Deivi Restrepo Ardila, J. M. C., Jhonatan Rodríguez Suárez. (2014). *Central termoeléctrica* (Unpublished master's thesis). Universidad Santo Tomás de Aquino, Bogotá.

de Jesús Benítez Fundora, D. A. (2010). Comportamiento termodinámico de un orc operando con varias sustancias para el aprovechamiento de fuentes térmicas de bajo potencial. (Coatzacoalcos Universidad Veracruzana, México)

del Solar Bermejo, J. (2018). *TÉcnicas actuales para el proyecto y la construcciÓn de las grandes chimeneas industriales.*

Dialogue, T. (2018). Will argentina reach its 20 percent renewable energy goal by 2025? Retrieved from https://bit.ly/32VachS

Directiva 2000/76/ce. (2000). *Diario Oficial de la Unión Europea*. Retrieved from http://bit.ly/2RCFDcK

Domingo, Isikawa, Laguingue, Machicote, Marconi. (2018). *Proyecto geotérmico copahue.*

Ecotec Research & Consulting. (2002). *Costs for municipal waste management in the eu* (Tech. Rep.). European Comission.

Edenor. (2018). *Guia de referencia 2018-2022.*

Ejaz, N., Akhtar, N., Nisar, H., & Naeem, U. A. (2010). Environmental impacts of improper solid waste management in developing countries: a case study of rawalpindi city. *The Sustainable World*, *142*.

Energy News Network. (2019). *'we won': Environmental activists claim victory after detroit incinerator closes.*

Energía Estratégica. (2018a). *Histórico: se realizó el desembolso para el primero y único proyecto de biomasa que logró cerrar un project finance.* Retrieved from http://bit.ly/2mdZaV6

Energía Estratégica. (2018b). Mendoza será la tercera provincia en emitir bonos verdes para desarrollos de energías renovables. Retrieved from http://bit.ly/2miQQnb

Energía Estratégica. (2019a). *El project finance del parque solar cafayate fue distinguido como uno de los negocios del año en el mercado energético latinoamericano.* Retrieved from http://bit.ly/2kNlwwh

Energía Estratégica. (2019b). *Genneia cierra project finance para su subsidiaria vientos de necochea.* Retrieved from http://bit.ly/2mjzpTx

Energía Estratégica. (2019c). *Genneia consigue préstamo bajo modalidad project finance para chubut norte iii y iv.* Retrieved from http://bit.ly/2lWEvog

Energías de mi País. (2018). Retrieved from http://bit.ly/35pPgRs

Energías de mi País. (2019). Retrieved from http://bit.ly/2O9cqWL

Engineering, B. (2018). Retrieved from http://www.banksengineering.com/blrmaint.htm

Engineers Edge, L. (2019). *Overall heat transfer coefficient table charts and equation.* Retrieved from http://bit.ly/2ZThIZy

Ente Nacional Regulador de la Energía. (2019). Retrieved from http://bit.ly/339Blxq

Errepar. (2016). AÑo de vida Útil usuales en actividades comerciales, industriales y

agropecuarias. *Editorial Errepar*.

ESMAP. (2009). Study of equipment prices in the power sector.

Estepa, M. C. (2018). *Estudio económico de dos opciones de refrigeración para una central de ciclo combinado* (Unpublished master's thesis). Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales (UPM).

Esty, B. C. (2004). Modern project finance teaching notes.

European IPPC Bureau. (2018). *Best available techniques (bat) reference document for waste incineration* (Tech. Rep.).

Export credit agencies. (2018). *Trade Finance Global*. Retrieved from `http://bit.ly/2kmTFmC`

FIUBA - CEAMSE. (2015). *Estudio de calidad de los rsu de la ciudad de buenos aires.*

Funk, K., Milford, J., & Simpkins, T. (2013, Febraury). *Waste not, want not: Analyzing the economic and environmental viability of waste-to-energy (wte) technology for site-specific optimization of renewable energy options* (Tech. Rep.). Joint Institute for Strategic Energy Analysis.

Fábio A. Cardoso, R. G. P. M. A. C. V. M. J., Heloísa C. Fernandes. (2008). Carbide lime and industrial hydrated lime characterization. *Elsevier*.

General Cable Cocesa. (2019). *Catálogo de conductores alta tensión.*

General Electric. (2017). *Smarter. cleaner.steam power. waste-to-energy.*

Genneia. (2017). Retrieved from `http://bit.ly/2miIOL2`

Geosadi CAMMESA. (2019). *Mapa interactivo mem.*

Gesmontes. (2019). (Tech. Rep.).

Gicquel, R. (2019). *Online course and simulator for engineering thermodynamics.*

GmbH, E. (2017). *A framework assessment of pv wind in argentina.*

Gobierno de España. (2011). Mejores técnicas disponibles de referencia europea para incineración de residuos. *Documento BREF*.

Green bond principles. (2018). Retrieved from `http://bit.ly/2kdVoue`

Grillo M. Leonard & Velzy Carles O. (2007). *Waste to energy combustion.*

Gubinelli., G. (2005). Sindicato de la energía reclama encuadramiento de empleados de energías renovables. *Energía Estratégica*.

Gundupalli, S. P., Haitb, S., & Thakurc, A. (2016). *A review on automated sorting of source-separated municipal solid waste for recycling* (Tech. Rep.). Indian Institute of Technology Patna.

Gutierrez, S. A. (2015). *Valorización de cenizas volantes y cenizas de fondo procedentes de la incineración de rsu.*

Guyer, J. P. (2013). *An introduction to condensers and auxiliary equipment for steam power plants* (Tech. Rep.).

Hansen, T. L., la Cour Jansen, J., Davidsson, □., & Christensen, T. H. (2007). Effects of pre-treatment technologies on quantity and quality of source-sorted municipal organic waste for biogas recovery. , *27*(3), 398–405. Retrieved from

http://dx.doi.org/10.1016/j.wasman.2006.02.014

Henan Jianshen. (2019). *Henan jianshen metal mernial co.* Retrieved from http://bit.ly/2RFL6zx

Hyndsight. (2014). *Forecasting within limits.* Retrieved from http://bit.ly/37nDokW

Iacona & Asociados. (2019). Ley 11.544 jornada de trabajo. *Iacona & Asociados*.

Ideas Medioambientales. (2016). *¿sigues calculando la altura de tu chimenea con papel y boli?* Retrieved from http://bit.ly/2J8rekE (TECHNICAL GUIDANCE REPORT)

Incropera, F. P., & Dewitt, D. P. (2012). *Fundamentals of heat and mass transfer, 7th edition*. Jefferson City: John Wiley & Sons.

INDEC. (2010). *Censo nacional de poblacion.*

Infront Analytics. (2019). *Levered/unlevered beta of a2a.* Retrieved from http://bit.ly/2kAXyVf

Institute of Clean Air Companies. (2016). *Dry sorbent injection for acid gas control: Process chemistry, waste disposal and plant operational impacts* (Tech. Rep.).

Inter-American Development Bank. (2015). Time goes by: recent developments on the theory and practice of the discount rate. *Infrastructure and Environment Sector*.

Interconexión SA. (2013). Retrieved from http://bit.ly/2KILfjf

International Solid Waste Association. (2011). "management of bottom ash from wte plants.

International Solid Waste Association. (2013). *Iswa guidelines: Waste to energy in low and middle income countries.*

International Solid Waste Association. (2017). *Waste sorting plants: Extracting value from waste.* Retrieved from bit.ly/2XEUHfa

Iván Carricondo de la Fe. (2015). Organización, distribución y mantenimiento de central térmica .el palmar".

Karlsson, L., & Jönsson, T. L. (2012). *Pre-feasibility study of a waste to energy plant in chisinau, moldova* . Universidad de Uppsala.

Karlsson Linus., J. T. L. (2013). *Characteristics of ashes from different locations at the msw incinerator equipped with various air pollution control devices.*

KIANG, Y.-H. (2001). *The formation of nitrogen oxides in hazardous waste incineration.*

Klein A., T. J. N., Zhang Hanwei. (2005). What we know about duration: Workflows.

konecrames. (2019).
Retrieved from https://www.konecranes.com

Konecranes. (2019). *Waste handling cranes.* Retrieved from http://bit.ly/2X2Y1N2

Konstantinia Tsilemou y Demetrios Panagiotakopoulos . (2007). *Economic assessment of mechanical-biological treatment facilities.* Retrieved from http://bit.ly/2QBh1Tb

Leandro Fisanotti. (2011). *Derivados sobre energía eléctrica.*

Lee, H., Themelis, N. J., & Castaldi, M. J. (2006). *High-temperature corrosion in waste-to-energy boilers* (Tech. Rep.).

Legislatura de la Provincia de Buenos Aires. (2016). Ley 14880. *Boletin oficial*.

Legrand Power Guide. (2009). *Catálogo de blindobarras de cobre en alta tensión.*

Levitt, J. (2011). *Complete guide to preventive and predictive maintenance*. Industrial Press.

Ley 24.051. (1991). *Boletin Oficial*. Retrieved from http://bit.ly/2xgQsaV

Ley de sociedades comerciales. (2019). Retrieved from http://bit.ly/2mhQKfA

Ley n° 5966. (2018). *Boletin Oficial*. Retrieved from http://bit.ly/2X3t0bz

Lime statistics and information. (2019). Retrieved from https://www.usgs.gov/centers/nmic/lime-statistics-and-information

LINDE. (2003). *DigestiÓn anaerobia seca versus digestiÓn anaerobia hÚmeda.*

Luz y Fuerza. (2019). *Sindicato de luz y fuerza.* Retrieved from https://www.sind-luzyfuerza-cap.org.ar/slyf/

Manufacturas Eléctricas S.A. (2019). *Catálogo de seccionadores en alta tensión.*

Market revenue coconut shell charcoal. (2018). Retrieved from https://coconutcommunity.org/statistics/market$_review/file/shellapril18$

Marta A., A. (2017). *Desarrollo de un modelo de ciclo orgánico rankine. ejemplo de aplicación para análisis de fluidos de trabajo de bajo potencial de efecto invernadero* (Unpublished master's thesis). Universitat Jaume I.

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable. (2017). Almacenamiento de residuos peligrosos. resolución 177/17. *Boletin Oficial*. Retrieved from http://bit.ly/2YjKbHk

Ministerio de Energía y Minería. (2016). Retrieved from http://bit.ly/2QBgDnH

Ministerio de Energía y Minería. (2017). Retrieved from https://www.minem.gob.ar/servicios/archivos/6891/AS$_1$4817245791.*pdf*

Ministerio de Hacienda. (2019). *Anexo iii, remuneración de la generación habilitada hidroeléctrica y a partir de otras fuentes de energía.* Retrieved from http://bit.ly/2KGXwos

Ministerio de Justicia y Derechos Humanos. (1991). Retrieved from http://bit.ly/35ov6rm

Ministerio de Producción, Presidencia de la Nación. (2018). "panorama de mercado de rocas y minerales industriales: Cal".

Municipalidad de 3 de Febrero. (1985). Decreto 958/85 codigo de planeamiento urbano. *Iacona & Asociados*.

Neundorfer. (2018). *Baghouse knowledge. fabric filter operation and maintenance.* Retrieved from http://bit.ly/303TDze

Nosis trade. (2018). ."^{ev}olución importaciones - exportaciones carbón activado en argentina".

Observatorio Metropolitano. (2019). *Mapa interactivo.*

Optimal mean reversion trading. (2015).

Orlandini, D. I. V. (2017). *Waste heat recovery systems: numerical and experimental analysis of organic rankine cycle solutions* (Tech. Rep.).

Ortiza, M. P. (2016). *Diseño de una central termoeléctrica de biomasa* (Unpublished master's thesis). Universitat Politècnica de Catalunya.

Pampa Energía. (2019). Retrieved from http://bit.ly/37sHAA0

PARLAMENTO EUROPEO. (2010). Directiva 2010/75/ue. *Diario Oficial de la Union Europea*.

Paz, R. C., & Gomez, D. G. (2015). *Administración de las operaciones* (Vol. 13). Universidad Nacional de Mar del Plata.

Pereyra, F. (2002). *Geología urbana del área metropolitana bonaerense y su influencia en la problemática ambiental* (Unpublished master's thesis). FCEyN - Universidad de Buenos Aires.

Pichtel J. (2017). *Waste management practices: Municipal,hazardous & industrial.*

Poder Ejecutivo de la provincia de Buenos Aires. (1997). Decreto 806/97. *Boletin Oficial*.

Poder Legislativo provincia de Buenos Aires. (2010). Ley 13.592. *Boletin Oficial*.

Poder Legislativo provincia de Buenos Aires. (2019). Ley 11.459. *Boletin Oficial*.

PRAREX Industries. (2019). *Prarex proceso basura cero.*

Project finance, un modelo de financiamiento que madura en la argentina. (2017). *Energía Estratégica*. Retrieved from `http://bit.ly/2miQLjn`

Pérez, Valencia, Rabiano, Feo, & Cuellar. (2010). *Energía de la basura.* Retrieved from `http://www.scielo.org.co/pdf/tecn/v14n26/v14n26a12.pdf`

QC, W. (2012). *Japanese technology of wte.* `http://bit.ly/2rhsYm8`. ([Online; 16-Nov-2019])

QC, W. (2019). *Calculadora de masa molar, peso molecular y composición elemental.* Retrieved from `https://es.webqc.org/mmcalc.php`

Quoilin, S., Van Den Broek, M., Declaye, S., Dewallef, P., & Lemort, V. (2013). Techno-economic survey of organic rankine cycle (orc) systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *22*, 168–186.

Rand, T., Haukohl, J., & Marxen, U. (2000). *Municipal solid waste incineration requirements for a succesful project* (Tech. Rep.).

Ravat, S. (2015). *Techno - economic analysis of small scale waste to energy opportunities: A case study for island nations* (Unpublished master's thesis). Murdoch University.

Raymond, C. (2010). *Chemistry.* McGraw-Hill.

Renovetec. (2018). Retrieved from `http://bit.ly/2Nl0tP5`

RTI International. (2015). *Waste-to-energy process model.* Retrieved from `https://mswdst.rti.org/docs/WTE`$_M odel_O CR.pdf$

Ríos, P. (2011). *Proyecto de biocombustible:planta de pirÓlisis* (Unpublished master's thesis). ITBA.

Rúa-Orozco, D., Carlos Escobar Palacio, J., Melo, A., Martín Martínez Reyes, A., Barros, R., & Lora, E. (2015, 03). Generación de energía a partir de los residuos sólidos urbanos. In (p. 275-296).

SACME. (2019). *Sistema scada de operación en tiempo real.*

Sáez, A., & Urdaneta, J. A. (2014). Manejo de residuos sólidos en américa latina y el caribe. *Omnia*, *20*(3).

Sandra Cointreau. (2008). *Landfill er revenues versus landfill costs.* Retrieved from

http://bit.ly/35mm65R

Secretaria de política ambiental. (2000). Ley 592/00. *Boletín Oficial*.

Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2016). *Estudio de estado de ambiente.*

Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación. (2019). *Guía simel.* Retrieved from http://bit.ly/2YirHa6

Secretaría de Energía. (2009). Retrieved from http://bit.ly/348LJXB

Secretaría de Energía. (2019). Retrieved from http://bit.ly/2OsUNQA

Secretaría de gobierno de energía. (2018). Pliego de bases y condiciones programa renovar – miniren/ronda 3. *Boletín oficial*.

Sekulic, R. K. S. . D. (2003). *Fundamentals of heat exchanger design*. New Jersey: John Wiley & Sons.

Servicio Meteorológico Nacional. (2019). *Estadísticas climáticas normales.* Retrieved from https://www.smn.gob.ar/

Siemens. (2019). *Catálogo de interruptroes en alta tensión.*

Soler & Palau. (2019). *Tipos de separadores de polvo y filtros.* Retrieved from http://bit.ly/2XezedN

Soto, J. T. (2019). *Simulación del control potencia-frecuencia en un sistema eléctrico de potencia en matlab.* Retrieved from http://bit.ly/2YmBXhI

Spirax Sarco S.A. (2019). *Guía de referencia técnica para la distribución del vapor* (Tech. Rep.).

Stanley, L. (2004). *Acuerdos bilaterales de inversión y demandas ante tribunales internacionales: la experiencia argentina reciente*. CEPAL.

State of Michigan. (2003). *Miscellaneous industrial costs.* Retrieved from http://bit.ly/2XB38bD (İstanbul Waste to Energy Conference)

Steinert. (2019). Retrieved from http://bit.ly/2D2Z6g3

Stemm. (2015). *Planta de tratamiento mecÁnico biolÓgico (tmb) – norte iii.* Retrieved from http://bit.ly/2ISrbdE

STM Ecosystems. (2019). *Advanced gas cooling, dry grinding, feeding & injection technologies for the environment.* Retrieved from http://bit.ly/2XgCKEg

Svoboda, J. (2004). *Magnetic techniques for the treatment of materials*. Kluwer Academic. Retrieved from https://www.xarg.org/ref/a/1402020384/

Swedish Association of Waste Management. (1999). *Waste–to-energy, an inventory and review about dioxins* (Tech. Rep.).

Syndicated lending. (2003). Retrieved from http://bit.ly/2kNru09

TCI Insulator. (2019). *Catálogo de descargadores de alta tensión.*

Themelis, & Bourtsalas. (2015). *Pre-feasibility study of a waste-to-energy (wte) plant for baoton city, china.* Retrieved from http://www.seas.columbia.edu/earth/wtert/sofos/Guo$_T hesis.pdf$

Tider Xiamen. (2019). Retrieved from http://bit.ly/2RPmYdD

Tom Figiel & Jim Bothwell & William Moore, P.E. (1998). *Preventive maintenance*

and overhaul experience for rotating brushless exciters and other excitation systems. Retrieved from http://bit.ly/2RNwVrW (EPRI Utility Generator Predictive Maintenance and Refurbishment Conference)

Twenergy. (2011). Retrieved from http://bit.ly/37r5VGf

Twenergy. (2016). Retrieved from http://bit.ly/35ouMZG

Ueckerdt, F., Hirth, L., Luderer, G., & Edenhofer, O. (2013). System lcoe: What are the costs of variable renewables? *Energy*, *63*, 61–75.

United Nations Habitat. (2010). *Wte industry in latin america.*

(U.S.), N. R. E. L., of Energy. Office of Scientific, U. S. D., & Information, T. (2013). *Waste not, want not: Analyzing the economic and environmental viability of waste-to-energy (wte) technology for site-specific optimization of renewable energy options*. National Renewable Energy Laboratory (U.S.). Retrieved from https://books.google.com.ar/books?id=4wQGwgEACAAJ

Vasanthi, Kaliappan, & Srinivasarghavan. (2008). *Impact of poor solid waste management on ground water. environmental monitoring and assessment.*

Vescovo, R. (2017). *High temperature orc systems* (Tech. Rep.).

Volund. (2018). Retrieved from wwww.volund.dk

Volund, B. . W. (2012). *21' Century Advanced Concept for Waste-Fired Powew Plants* .

Wang, S. K. (1993). *Handbook of airconditioning and refrigeration*. New York: McGraw-Hill.

Waste Profiling. (2014). Retrieved from http://bit.ly/2ObBnRr

Weber, F. (2014). Layout planning of waste-to-energy plants. (Martin Gmbh)

Whiting, K. (2013). *Review of state-of-the-art waste-toenergy technologies* (Unpublished master's thesis).

World Bank. (1999). Municipal solid waste incineration. (TECHNICAL GUIDANCE REPORT)

Yee, A. (2018). *In Sweden, Trash Heats Homes, Powers Buses and Fuels Taxi Fleets.* https://nyti.ms/2qxTckw. ([Online; 16-Nov-2019])

yong Ham, G., & hoon Lee, D. (2017). Consideration of high-efficient waste-to-energy with district energy for sustainable solid waste management in korea. *Energy Procedia*, *116*, 518 - 526. Retrieved from http://bit.ly/348yohT (15th International Symposium on District Heating and Cooling, DHC15-2016, 4-7 September 2016, Seoul, South Korea) doi: https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.05.099

Yu, J., Sun, L., Tang, H., Jin, L., Song, X., Su, S., & Qiu, J. (2013, 04). Physical and chemical characterization of ashes from municipal solid waste incinerator in china. *Waste management & research : the journal of the International Solid Wastes and Public Cleansing Association, ISWA*, *31*. doi: 10.1177/0734242X13485793

Yue Cao, Y. Z. Y. D., Yike Gao. (2018). Optimum design and thermodynamic analysis of a gas turbine and orc combined cycle with recuperators. *Energy Conversion and Management*.

Ósk Finsen, K. (2018). *Hedging strategies to manage commodity price risk* (Unpublished

master's thesis). Reykjavík University.