INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES – ITBA

ESCUELA DE INGENIERÍA Y GESTION

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD DE UNA USINA ELÉCTRICA A BIOGÁS DE RELLENO SANITARIO

Autores: **Alvarado, Antonella (Leg. Nº 58370)**

Coutada, Tomás Maximiliano (Leg. Nº 57032)

Elewaut, Santiago María (Leg. Nº 58427)

Medele, Victoria Danielle (Leg. Nº 53791)

Tutor: Domingo, Alejandro

TRABAJO FINAL PRESENTADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE

INGENIERO INDUSTRIAL

BUENOS AIRES

2020

RESUMEN EJECUTIVO

En el presente informe se realiza el estudio de prefactibilidad de una planta de generación de energía eléctrica a partir de biogás obtenido de rellenos sanitarios mediante la descomposición de residuos sólidos urbanos, de 9,77 MW de potencia instalada, localizada en Campo de Mayo (Buenos Aires). Se descompone el análisis en cuatro etapas principales, las cuales se detallan a continuación.

La primera etapa del análisis de prefactibilidad es un estudio de mercado en el cual se analizan los mecanismos de entrada al mercado eléctrico, los canales de entrada y sus dinámicas y procesos asociados. En esta etapa se concluye que el mercado objetivo de la energía producida en la usina es el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), al cual únicamente se podrá acceder por medio de licitaciones RenovAr, con una entrada estimada en 2023. Habiéndose definido el canal de entrada al mercado, el output de esta etapa es determinar volúmenes de venta y precios según proyecciones de oferta, entrada y análisis de la competencia. Además, se determina que el abastecimiento de RSUs es una variable crítica del proyecto, y que el único ente con capacidad de suministrar la materia prima suficiente es CEAMSE, en favor de quien se deberá ceder el tipping fee (comisión por disposición final de residuos).

En la segunda etapa, en base a los outputs del análisis de mercado, se realiza el estudio de ingeniería asociado al proyecto. Se dimensionan los requerimientos de la usina eléctrica de estudio para que esta pueda atender a la demanda, se selecciona la tecnología para alcanzarlos y se optimiza el proceso de producción. En esta etapa, se estima, además, como consecuencia del balance de línea del proceso propuesto, que el proyecto genera un impacto ambiental positivo debido a la combustión del metano, el cual se traduce en 5500 MM ton de CO_2 equivalente.

La tercera etapa consta del análisis de viabilidad económica-financiera del proyecto, tomando como input datos de las primeras dos etapas, definiendo facturación, costos y analizando el beneficio económico del proyecto. Se dimensiona que la inversión necesaria para el desarrollo del proyecto es de US$ 32.646.949 aproximadamente. Además, se estiman un OPEX anual medio de US$ 3.337.112, el costo de los terrenos como principal driver del CAPEX y un costo unitario de fabricación medio de la energía de 56,59 US$/MWh, monótonamente decreciente durante la vida útil del proyecto. Se concluye que el costo promedio ponderado del capital es de 10,10% en dólares y que el costo de oportunidad de los inversores es de 11,12%. Finalmente, se estima que el proyecto es económicamente rentable tanto desde la perspectiva del inversor como del proyecto mismo.

Finalmente, en la última etapa se analizarán las principales fuentes de riesgo asociadas al proyecto mediante diferentes técnicas cualitativas y cuantitativas. A partir de esto se desarrollarán

estrategias para mitigar los riesgos encontrados y se evalúa su impacto en el desarrollo del proyecto. Se identifican las principales variables de riesgo del proyecto, sean estas de tipo operativo, contractual o macroeconómicas, y se las modela matemáticamente según corresponda en el modelo del proyecto, para así cuantificar sus impactos y priorizar sus posteriores mitigaciones. Finalmente, se establecen como variables de referencia, el Valor Actual Neto del flujo fondos del proyecto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Tasa del Capital Propio (TOR), período de repago y el Costo Nivelado de la Energía (LCOE), que son aquellas consideradas como outputs del modelo, cuyo comportamiento se estudia mediante diversos análisis de Montecarlo.

Se concluye que el precio a licitar, para el cual se anula el VAN del proyecto, que maximiza la probabilidad de ganar una licitación RenovAr es de 102,00 US$/MWh. Además, se evalúa que el precio a licitar la energía con una probabilidad del 90% de VAN del proyecto mayor a 0 es igual a 130,00 US$/MWh y que el precio para el cual dicha probabilidad es del 50% es de 103,65 US$/MWh. Por otro lado, se parte de un tipping fee de CEAMSE de 10 US$/tonRSU, el cual se somete a estudio y se estima que el proyectista estaría dispuesto a aumentarlo en hasta 0,2 US$/tonRSU a cambio de un contrato de abastecimiento que disminuya la volatilidad del proyecto.

Sobremanera, se calcula que el valor esperado para el VAN (p90) del proyecto es de $7.028.341,12 US$, la TIR de 11,77%**,** la TOR de 11,83% y un LCOE medio de 109,90 US$/MWh. Finalmente, se infiere que la cota mínima de entrega de energía será de 58998 MWh anual y que el impacto ambiental esperado equivale a 6420,32 MM toneladas de $C0_2$ equivalente.

ABSTRACT

This report carries out the pre-feasibility study of a generation plant of electrical energy from biogas obtained from sanitary landfills through the decomposition of urban solid waste. The generation plant is to be located at Campo de Mayo, Buenos Aires, with 9.77 MW of installed power. The development of the analysis is broken down into four main stages, which are detailed below.

The first stage of the pre-feasibility analysis is a market study in which the electrical market entry mechanisms are analyzed, as well as its entry channels with their associated dynamical processes. At this stage, it is concluded that the target market for this energy is the Wholesale Electricity Market, which can only be accessed through RenovAr tenders, with an estimated entry in 2023. Having defined the entry channel to the market, the output of this stage is to determine sales volumes and prices according to supply projections and an analysis of the competitors. In addition, it is determined that the supply of urban solid waste is a critical variable of the project and that the only entity with the capacity tu supply sufficient raw material is CEAMSE, in favor of whom the tipping fee payed by municipalities (commissions for final waste disposal) is yielded.

In the second stage, based on the outputs of the market analysis, the engineering study of the project is carried out. Based on the market requirements, the plant and landfill size is determined so it can meet demand, the technology is selected to meet the requirements and the production process is optimized. At this stage, it is also estimated, as a consequence of the plant flow optimization and processing capabilities, that the project generates a positive environmental impact due to the combustion of methane, which manifests itself in savings of 5,500 million tons of $C0_2$ equivalent.

The third stage consists of the analysis of the economic and financial feasibility of the project, taking data from the first two stages as input, defining billing, costs and analyzing the economic benefit of the project. The investment required for the development of the project is estimated to be US$32,646,949 approximately. In addition, the average annual OPEX is estimated to be US$ 3,337,112 ; and it is determined that the cost of land is the main driver of CAPEX. Moreover, the average unit cost of manufacturing energy is 56,59 US$/MWh, monotonically decreasing during the useful life of the generation plant. It is concluded that the weighted average cost of capital is 10.10% in dollars and that the opportunity cost of investors is 11,12% annually. Finally, it is estimated that the project is economically profitable both from the perspective of the investor and the project itself.

Finally, is the last stage, the main sources of risk associated with the project are analyzed using different qualitative and quantitative techniques. Out of this, strategies will be developed to mitigate the risks found and their impact on the development of the project will be evaluated. The

main risk variables of the project are identified, be them operational, contractual or macroeconomic; and they are mathematically modelled, as appropriate in the project model, in order to quantify their impacts and prioritize the subsequent mitigations. Finally, the net present value of the project's cash flow (NPV), the internal rate of return (IRR), the equity rate, the payment period and the levelized cost of energy (LCOE) are established as reference variables, which are those considered as outputs of the model, whose behavior is studied through various MonteCarlo analysis.

It is concluded that the price to be bid, for which the NPV of the project is canceled, maximizing the probability of winning a RenovAr bid is 102.00 US$/MWh. In addition, it is evaluated that the price to tender the energy with a probability of 90% of the NPV of the project greater than 0 is equal to 130.00 US$/MWh. On the other hand, it is estimated that the supply contract with CEAMSE value, which reduces the volatility of the project, is of 0,2 US$/ton of urban solid waste, plus the tipping fee.

To a large extent, it is calculated that the expected value for the NPV of the project is US$ 7,028,341, the IRR is 11,77%, the capital IRR is11,83% and the LCOE is 190.90 US$/MWh. Finally, it is inferred that the minimum energy delivery level, with a 90% of probability to deliver is 58998 MWh throughout a year and that the expected environmental impact is equivalent to 6420,32 MM tons of $C0_2$ equivalent.

AGRADECIMIENTOS

El mayor de nuestros agradecimientos lo dedicamos a nuestros padres y hermanos, por brindarnos la posibilidad de estudiar en una universidad de prestigio y por acompañarnos incondicionalmente a lo largo del proceso de aprendizaje que culmina con el presente proyecto final de carrera. Sin su apoyo, el camino mediante el cual con este análisis nos convertimos en ingenieros industriales no habría sido posible.

A Alejandro Javier Domingo, por su impecable tutoría

A Horacio Pinasco, por su buena predisposición y su colaboración brindando información crucial sobre las dinámicas del mercado eléctrico mayorista y del mercado del biogás en particular.

A Sergio Della Maggiora, por su contribución estratégica e incondicional en el estudio de ingeniería.

A Jorge Hilbert del INTA, por su introducción al mercado de las bioenergías en el país.

A Jose Roma, por su colaboración con la interpretación de datos eléctricos y constante predisposición.

A Marcelo Rosso, por su colaboración brindando información fehaciente sobre la gestión de residuos en CEAMSE y sobre el funcionamiento de los rellenos sanitarios.

A Santiago Alsúa, por su aporte sostenido, su gran interés y voluntad inquebrantable para la colaboración con el análisis del proyecto.

A Federico Elewaut, por su ayuda en el estudio económico financiero.

A Pablo Coccolo, por su aporte al entendimiento de distintos aspectos financieros del proyecto

A Mercedes Weigel Muñoz, por su interés y gran predisposición a colaborar.

A Leopoldo de Bernárdez, quien sugirió la temática del proyecto.

Contenido

I CAPÍTULO DE MERCADO 0

Introducción al capítulo de mercado 0

1. Introducción al proyecto 0

1.1. Generación de energía eléctrica a partir de una usina eléctrica a biogás 0

1.2. Comparación de los distintos tipos de generación de energías. 2

1.3. Cambios drásticos que definen el contexto actual 10

2. Introducción al mercado eléctrico 11

2.1. Mercado eléctrico mayorista (MEM) 13

2.2. Marco legal 14

3. Análisis estratégico 17

3.1. Análisis de stakeholders 18

3.2. Análisis del poder de negociación de los agentes (PORTER) 24

3.3. Análisis FODA 27

3.4. Identificación de las barreras de entrada 30

4. Canales de entrada y mercado objetivo 31

4.1. Compras conjuntas 32

4.1.1. Proceso licitatorio de compras conjuntas 35

4.1.2. Análisis de cláusulas principales del contrato RenovAr 35

4.2. MaTER 36

4.3. Conclusión del canal y estrategia de entrada 38

5. Análisis de demanda 38

5.1. Proyecciones de demanda 51

5.1.1. Consumo residencial 52

5.1.2. Consumo intermedio 55

5.1.3. Grandes consumos 57

6. Análisis de oferta 59

6.1. Escenarios de generación de energías renovables 62

6.2. Transformación de los escenarios de generación a potencia instalada 67

7. Análisis de precio y cantidad 70

7.1. Proyecciones de cantidad 70
7.1.1. Conclusión de año de entrada y proyecciones de cantidad 79
7.1.2. Efecto de la entrada en el sistema 80

7.2. Proyecciones de precio 81

Resumen del capítulo de mercado 83

II CAPÍTULO INGENIERÍA 84

Introducción al capítulo de ingeniería 84

1. Descripción del producto 85

2. Proceso 87

2.1. Proceso Productivo 87

2.2. Selección de tecnologías 97
2.2.1. Recolección y transporte de la materia prima 97
2.2.2. Relleno sanitario 98
2.2.3. Disposición de los residuos 99
2.2.4. Pozos de extracción 100
2.2.5. Drenaje de líquidos por efecto de arrastre: 103
2.2.6. Succión e impulsión del biogás: 104
2.2.7. Antorchas 107
2.2.8. Enfriado 108
2.2.9. Separación de partículas y condensado 110
2.2.10. Eliminación de siloxanos 113
2.2.11. Generación eléctrica 116
2.2.12. Transformadores 120
2.2.13. Transporte 122

2.3. Selección de proveedores y modelos de maquinaria 123
2.3.1. Compactadores de residuos 123
2.3.2. Drenaje de líquidos por efecto de arrastre 124
2.3.3. Succión e impulsión del biogás 124
2.3.4. Antorchas 125
2.3.5. Enfriado 125
2.3.6. Separación de partículas y condensado 126

2.3.7. Eliminación de siloxanos 127
2.3.8. Generación eléctrica 127
2.3.9. Transformación 128
2.3.10. Transporte 128

3. Ingeniería 129

3.1. Balance de línea 129

3.2. Análisis de las emisiones calculadas en el balance de línea 153

3.3. Análisis de la materia prima 155

3.4. Operación 160

3.5. Mantenimiento 161

3.6. Puesta en marcha 163

3.7. Análisis de renovación de equipos 172

3.8. Curvas de costos del proyecto 176

3.9. Estructura de distribución 178

4. Servicios auxiliares y Layout 179

4.1. Servicios auxiliares y tratamiento de efluentes 179

4.2. Layout 180

5. Consideraciones legales para el proyecto 181

5.1. Leyes que determinan los procesos operativos (y costos) durante la vida útil del proyecto 182

5.1.1. Leyes laborales y de seguridad e higiene 182

5.1.2. Distribución de energía eléctrica 183

5.1.3. Proceso productivo 183

5.2. Análisis de impacto medioambiental 194

5.3. Regalías y consideraciones contractuales 198

6. Organización del personal 199

6.1. Dimensionamiento de la mano de obra 199

6.2. Estructura organizacional 202

6.3. Tercerización de funciones 203

7. Localización 203

7.1. Macrolocalización 204

7.2. Microlocalización 208

Conclusión del capítulo de ingeniería 217

III CAPÍTULO ECONÓMICO-FINANCIERO 218

Introducción al capítulo económico-financiero 218

1. Proyecciones macroeconómicas 219

2. Dimensionamiento de los costos y de la inversión 224

3. Régimen impositivo 245

4. Estructura de financiación 251

5. Flujo de fondos 254

6. Cuadro de resultados 260

7. Estados contables: Balances proyectados 265

8. Indicadores financieros y de rentabilidad 267

Conclusión del capítulo económico financiero 271

IV CAPÍTULO DE RIESGOS 272

Introducción a análisis de riesgo. 272

1. Identificación de variables de riesgo. 272

1.1. Riesgos operativos 274

1.1.1. Factor de planta. 274

1.1.2. Eficiencia de captura. 277

1.1.3. Radio de influencia. 278

1.1.4. Composición del biogás (% de Metano) 281

1.1.5. Poder calorífico del biogás 281

1.2. Riesgos contractuales. 282

1.2.1. Periodo de pago de CAMMESA. 282

1.2.2. Basura entregada por CEAMSE. 284

1.2.3. Pesificación. 285
1.2.4. Incumplimiento de contrato 285
1.3. Riesgos macroeconómicos. 286
1.3.1. Riesgo país. 286
1.3.2. Inflación Argentina. 287
1.3.3. Proyección de inflación en dólares. 289
1.3.4. Cambio brusco en el tipo de cambio. 290
1.4. Resumen de variables de riesgo. 292
2. Variables de referencia. 294
3. Sensibilidad preliminar: Tornado chart. 294
4. Simulación de Montecarlo: Escenarios 296
4.1. Escenario sin pesificación. 296
4.2. Escenario con pesificación y ajuste de tarifas por inflación. 301
4.3. Escenario con pesificación y sin ajuste por inflación. 304
4.4. Simulación integral. 307
5. Mitigación de riesgos. 311
5.1. Abastecimiento de residuos 311
5.2. Eficiencia de captura 312
5.3. Radio de influencia 313
6. Escenarios mitigados 313
6.1. Escenario facturación dólares 313
6.2. Escenario pesificación indexado. 316
6.3. Escenario pesificación con congelamiento de tarifas. 318
7. Síntesis análisis de Montecarlo. 320
7.1. P(VAN<0) en distintos escenarios 320
7.2. Simulación integral mitigada. 320
7.3. Precio a P50 y P90 321
7.4. Cota mínima de entrega de energía 321
7.5. Matriz de impacto probabilidad de riesgos 322

7.6. Impacto de medidas de mitigación. 324

8. Opciones reales 327

8.1. Opción real de abandono 328

8.2. Opción real de estudio de biogás. 331

9. Oportunidades de mejora del contrato RenovAr 332

10. Condiciones de viabilidad del proyecto 333

Conclusión del análisis de riesgos 333

ANEXO A: comparación de tecnologías renovables 341

A.1.Cálculo del LCOE 341

A.2. Datos de comparaciones geográficas 341

A.3.Tabla de comparación de la inversión 343

ANEXO B: Selección de modelos de demanda 344

B.1. Consumo residencial 345

B.2. Consumo intermedio 364

B.3. Grandes consumos 381

ANEXO C: Análisis de precio y cantidad 393

C.1. Licitaciones históricas energías renovables 393

C.2. Cálculo de la materia prima necesaria 394

C.3. Proyecciones de precio 397

ANEXO D: Análisis del modelo de proyección de RSUs 401

ANEXO E. COMPOSICIÓN DE LOS RESIDUOS 405

Anexo F: Disponibilidad de materia prima 412

Anexo G: Generación de líquidos lixiviados 412

Anexo H: Proyecciones macroeconómicas 414

H.1. Proyecciones de inflación en AR$ 414

H.2. Proyecciones de inflación en US$ 415

H.3. Proyecciones de tipo de cambio real base 2002 417
H.4. Proyecciones de tipo de cambio nominal 418

Bibliografía 420

Índice de figuras 428

Índice de tablas 430

I CAPÍTULO DE MERCADO

Introducción al capítulo de mercado

Particularmente en este capítulo se describirán en detalle en análisis del mercado para el proyecto. Primero se plantea un análisis descriptivo del mercado eléctrico en la Argentina, cuáles son sus participantes, sus dinámicas y drivers. En segundo lugar, se estudian los mercados potenciales de ingreso para la generación eléctrica y se realiza un análisis estratégico para poder definir el canal de entrada adecuado para la fecha en que se estima la realización del proyecto. Luego mediante métodos tanto cualitativos como cuantitativos se realizarán las proyecciones relevantes para la duración del proyecto como lo son demanda energética, oferta energética y evolución de la matriz energética.

Como conclusión de este primer capítulo, se presentan el precio tentativo de venta de la energía eléctrica que se presentará en el esquema de licitación.

1. Introducción al proyecto

En este trabajo se pretende realizar un estudio de prefactibilidad de una planta de generación eléctrica a partir de biogás de relleno sanitario mediante residuos urbanos. Se pretende analizar en cuatro etapas principales.

La primera será un estudio de mercado para analizar mecanismos de entrada al mercado eléctrico, los canales de entrada y sus dinámicas y procesos asociados. El output de esta etapa es determinar volúmenes de venta y precios según proyecciones de oferta, entrada y análisis de la competencia. En la segunda etapa se analizará el área de ingeniería del proyecto. Se dimensionará la planta, seleccionará tecnología y se optimizará el proceso de producción. La tercera etapa consta de un análisis de viabilidad económica financiera del proyecto, tomando como input las primeras dos etapas, definiendo facturación, costos y analizando el beneficio económico del proyecto. Finalmente, en la última etapa se analizarán las principales fuentes de riesgo asociadas al proyecto mediante diferentes técnicas cualitativas y cuantitativas. A partir de esto se plantearon estrategias para mitigar los riesgos encontrados y su impacto en el desarrollo del proyecto.

1.1. Generación de energía eléctrica a partir de una usina eléctrica a biogás

El biogás de relleno sanitario es una fuente viable de energía renovable. Es un subproducto de la descomposición de materia orgánica en los residuos sólidos urbanos (RSU), conteniendo aproximadamente un 50% de metano (CH_4) y un 50% de dióxido de carbono (CO_2), con menos de un 1% de otros compuestos orgánicos. Tanto el metano como el dióxido de carbono son gases de

efecto invernadero, siendo el primero de entre 28 y 36 veces más potente que el segundo. Cuando un cierto residuo es almacenado en el relleno, el mismo atraviesa una etapa aeróbica de descomposición donde pequeñas cantidades de metano son generadas antes de empezar una etapa anaeróbica de un año donde el residuo se descompone produciendo mayores cantidades de metano y dióxido de carbono. Luego de este proceso, el metano (o biometano) producido es usado como fuente de energía renovable. Esta fuente de energía es generalmente usada como electricidad, aunque también tiene uso directo como combustible.

El sistema de generación de energía eléctrica a partir de LFG consta de las siguientes etapas.

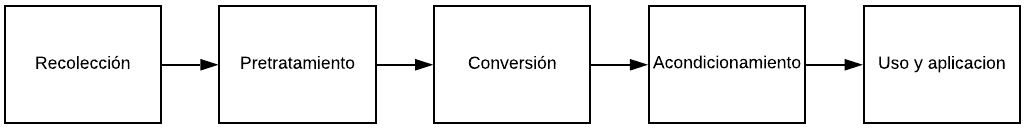


Figura 1-1 Cadena de valor para generación de eléctrica a partir de biogás de relleno sanitario

- Recolección: ingresa la materia prima al sistema. La cantidad de biomasa y su frecuencia debe ser suficiente para mantener continua la operación del establecimiento.

- Pretratamiento: se debe tomar en cuenta que la presencia de impurezas contenidas en la biomasa tales como: suelos, piedras, plásticos, metales y otros similares producen una mayor complejidad en el proceso de conversión de biogás, lo anterior implica que deben ser separados de la corriente como un primer paso.

Respecto al proceso, para mejorar la producción de biogás, se realiza un pretratamiento con el fin de facilitar la digestión de los sustratos con el objetivo de aumentar los rendimientos de producción de biogás y disminuir el tiempo de residencia. El proceso de pretratamiento influye en la rentabilidad y factibilidad de la planta de biogás. En la industria se reporta que los tipos de pretratamiento se pueden clasificar en: físico, químico, térmico y biológico.

- Conversión: El conocimiento y aprovechamiento de los procesos naturales de producción de biogás, han permitido desarrollar un método probado para la conversión de materia orgánica compleja mediante digestión anaerobia con fines de obtener un gas con un alto poder calorífico.

La digestión anaeróbica es un proceso muy complejo tanto por el número de reacciones bioquímicas que tienen lugar, como por la cantidad de grupos de microorganismos involucrados en ellas. De hecho, muchas de estas reacciones ocurren de forma simultánea.

- Acondicionamiento: Para usar la corriente de biogás es necesario llevar a cabo 2 procesos de tratamiento.

1. La remoción del dióxido de carbono como parte del tratamiento principal lo que permite aumentar el poder calorífico del gas.
2. Eliminación de otras corrientes en pequeñas cantidades tales como: el nitrógeno y oxígeno sólo reducen el poder calorífico del biogás; y otras como el sulfuro de hidrógeno que son particularmente perjudiciales para los sistemas de combustión, aun cuando la concentración de estos sea de partes por millón (ppm).

Uso y aplicación: una vez tratado el biogás, este puede ser utilizado para la generación de energía eléctrica en un motor de combustión interna o microturbina, según el poder calorífico que posea el gas. Estos motores se conectan a un generador eléctrico para luego inyectar energía eléctrica a la red.

Una central generadora de energía es cualquier instalación que tenga como función transformar energía potencial en trabajo. Los generadores o alternadores son las máquinas encargadas de la obtención de la electricidad. Estas máquinas son accionadas por motores primarios. El motor primario junto con el generador forma un conjunto denominado grupo.

1.2. Comparación de los distintos tipos de generación de energías.

Se comienza el análisis por describir brevemente las distintas tecnologías utilizadas para la generación de energía eléctrica y luego se realizará una comparación ellas. Existen distintos tipos de centrales de generación de energía eléctrica, cada una de las cuales utiliza un tipo de materia prima distinta y cada una de las cuales se detalla a continuación.

1. Centrales hidráulicas o hidroeléctricas

   Estas centrales funcionan a base de turbinas hidráulicas que son accionadas por el agua cuando las atraviesan en su paso. El costo relativo de construcción de estas centrales suele ser elevado, pero generalmente se compensan con los bajos gastos de explotación y mantenimiento luego la puesta en marcha de estas. Estas centrales suelen ubicarse lejos de los grandes centros de consumo y el lugar de asentamiento de estas está condicionado por las características del terreno.

2. Centrales térmicas

   La alimentación de estas centrales está constituida por los distintos combustibles sólidos (carbón mineral); líquidos (gas-oil y fuel-oil, originados en la refinación del petróleo crudo); y gaseosos (gas natural). La energía eléctrica surge como consecuencia de la energía térmica de combustión, que o produce vapor de agua que accionará turbinas o

puede también ocurrir que las turbinas sean accionadas mediante los gases provenientes de la combustión del gas natural. La proximidad a un yacimiento de carbón, o a una refinería de petróleo o a un grupo industrial son algunos de los condicionantes del lugar donde estas centrales pueden ubicarse.
En cuanto a costos, estas plantas, son de costos fijos intermedios, mientras que los costos variables son elevados debido al costo del combustible, sea carbón, gas natural u otros combustibles fósiles.

3. Centrales nucleares

La producción de energía se logra mediante la fisión nuclear de un combustible, generalmente Uranio enriquecido, el cual libera una gran cantidad energía durante el proceso en forma de calor que será utilizado para generar vapor de agua para motorizar turbinas. El reactor y los sistemas de instalación deben ser sometidos a una continua refrigeración, por lo tanto, la localización de estas centrales depende de la disponibilidad de caudales de agua de valor determinado y regular.

4. Geotérmicas

Son aquellas centrales que, aprovechando el calor que se puede extraer de la corteza terrestre, se transforma en energía eléctrica o en calor para uso humano o procesos industriales o agrícolas. En Argentina se cuentan con al menos 4 puntos de interés geotérmico para generar energía eléctrica, 2 de ellos en la provincia de Neuquén (Copahue y Domuyo), otro en Tuzgle (Jujuy) y el cuarto en Valle del Cura (San Juan).

Esta tecnología es de alto nivel de inversión inicial, lo que corresponde además con costos fijos elevados, mientras que los costos variables de explotación suelen ser relativamente bajos. Su elevado costo, además radica en el alto riesgo durante la fase de exploración de los pozos geotérmicos.

5. Biomasa

Se denomina biomasa a toda porción orgánica proveniente de las plantas, los animales, y de diversas actividades humanas y abarca una variada serie de fuentes energéticas usando como combustible residuos forestales, agrícolas, ganaderos o incluso cultivos energéticos.

Estas tecnologías han ganado gran competitividad en los últimos años, ya que muchas veces se aprovechan residuos por ejemplo del agro, esto hace que los costos de operación sean relativamente bajos. Contrariamente, los costos de inversión inicial se mantienen elevados, Por este motivo es que estas tecnologías todavía siguen cobrando precios superiores a otras tecnologías.

6. Biocombustibles

Son el bioetanol, biodiesel y el biogás producidos a partir de materias primas de origen agropecuario, agroindustrial o desechos orgánicos, los cuales se usan como combustibles para quemarse en motores de combustión interna para generar energía eléctrica.

7. Eólicas

La energía eólica hace referencia a aquellas tecnologías y aplicaciones en que se aprovecha la energía cinética del viento, convirtiéndola a energía mecánica o eléctrica. Las provincias de Santa Cruz, Chubut, Río Negro y Buenos Aires concentran el mayor potencial eólico argentino.

Junto con la solar fotovoltaica, son las energías renovables por excelencia, y se han establecido fuertemente en el mercado, ganando alta competitividad en los últimos años, donde la tecnología ha continuado bajando sus costos. Tanto en la solar como en la eólica, los principales costos corresponden a la inversión ya que no requieren de combustible. Le siguen los mantenimientos, principalmente preventivos.

8. Solares

Se define a esta energía como aquella que, mediante conversión a calor o electricidad, se aprovecha de la radiación proveniente del sol. Existen dos tipos de energía solar: la térmica, que calienta un fluido mediante la captación del calor del sol y la fotovoltaica que transforma la energía solar en energía eléctrica mediante semiconductores sensibles a la luz.

9. Pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (PAH)

La fuente hidroeléctrica consiste en la conversión de la energía cinética y potencial gravitatoria del agua, en energía mecánica que finalmente es transformada en eléctrica. Son centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW de potencia instalada.

Habiéndose descrito las diferentes fuentes de generación de energía se procede a comparar los costos de generación asociados a cada una. Para comparar dicho costo se adopta el indicador LCOE que contempla el costo total de construcción y operación de la central durante toda su vida útil y la energía que esta produce; el cual permite comparar la competitividad de las distintas tecnologías de generación de energía. Se anexa el detalle de su cálculo.

Para tecnologías sin costos de combustible y costos de operación y mantenimiento relativamente bajos como las solares o eólicas, el LCOE cambia casi proporcionalmente con el costo estimado del capital de la tecnología. Para tecnologías con costos de combustible significativos, como por ejemplo las centrales térmicas, tanto el costo del combustible como el del capital afectarán significativamente al LCOE. Incentivos tales como los subsidios también afectan el cálculo del LCOE.

Como introducción y a modo de presentar valores para todas las tecnologías, se reunieron los promedios ponderados globales del LCOE de cada tipo de central eléctrica al 2019 según 5 investigadores, sean estos: Energy Information Administration, Institute for Energy Research, International Renewable Energy Agency, Lazard (compañía de gestión de activos) y Ren21 (red de políticas internacional).

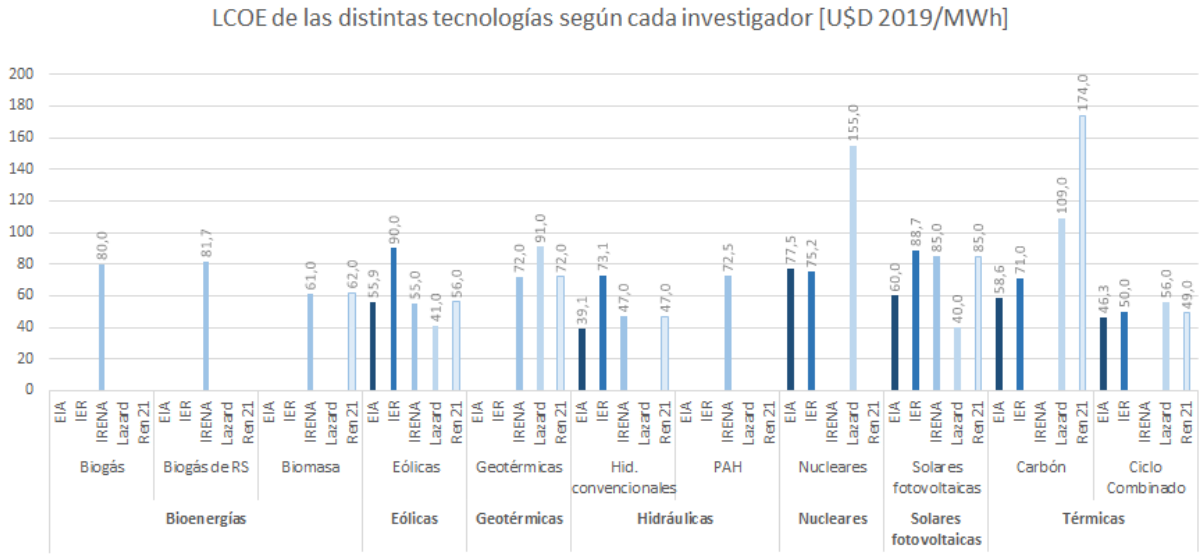


Figura 1-2 comparación de LCOE de según tecnologías y consultora.

Se calculan los promedios de LCOE para cada tecnología asumiendo un mismo peso a cada investigador. Se obtienen los siguientes resultados:

	Térmicas		Nucleares	Hidráulicas		Geotérmicas	Bioenergías			Eólicas	Solares FV
	Carbón	Ciclo Comb.		Hid. conven.	PAH		Bio-masa	Bio-gás	Bio-gás RS		
LCOE	103,15	50,33	102,57	51,55	72,5	78,33	61,5	80	81,7	59,58	71,74

Tabla 1-1.LCOE promedio en US$/MWh para diferentes tecnologías de generación. Elaboración propia.

En la tabla se observa que las centrales térmicas a partir de carbón y nucleares presentan comparativamente mayores valores de LCOE, siendo estas las energías menos competitivas. Por otro lado, para las energías renovables se observa que varían dentro de valores LCOE de 60 y 80 U$D/MWh de energía eólica y bioenergía, respectivamente. De los datos obtenidos es posible observar que dentro de las energías renovables la eólica es la más competitiva y la que domina el mercado por precio.

Para profundizar más acerca del mercado de energías renovables y la variabilidad del LCOE con la potencia, se propone el siguiente gráfico realizado por IRENA, el cual representa los LCOE ponderados para diferentes tecnologías renovables en 2010 y 2018 y la distribución de potencias para cada una, esquematizadas en conjunto con el rango de LCOE para tecnologías convencionales a partir de combustibles fósiles.

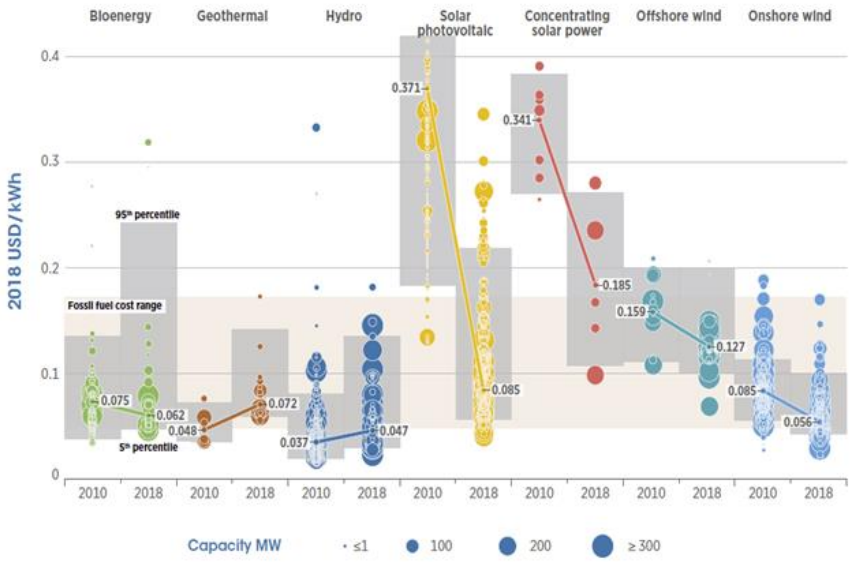


Figura 1-3. LCOE global de plantas generadoras de energía renovable en 2010 y 2018 realizados por IRENA.

Se puede observar una tendencia en su mayoría decreciente para los LCOE de las energías consideradas, salvo para geotérmica e hidráulica. Ambas aumentaron sus costos nivelados y sus potencias instaladas entre 2010 y 2018.

En cuanto a las demás energías, todas presentan valores de LCOE decrecientes entre 2010 y 2018, aunque a diferentes ritmos. Tecnologías como bioenergías, solar de concentración y solar fotovoltaica presentaron notables caídas. Es digno de remarcar la disminución tanto de costos como de potencia instalada que ha tenido a nivel mundial la energía solar fotovoltaica, de aproximadamente un 77% con respecto al 2010. Datos de la IRENA Renewable Cost Database, muestran que desde 2010, el LCOE de las bioenergías, geotérmicas, hidráulicas y eólicas han estado dentro del rango de los costos de generación de tecnologías de generación convencionales. Desde el 2014, el LCOE de las solares también han descendido a este rango.

En todos los años salvo en dos, el LCOE ponderado global para proyectos hidráulicos fue igual o menor que las opciones más baratas de tecnologías convencionales. A ellos se suman los eólicos onshore (en tierra firme) que también tuvieron varios proyectos con costos menores a estas tecnologías.

Para proceder con el análisis se realiza una comparación de LCOEs por región. Los cuadros de donde se obtienen los datos se anexan. Se estudia la variación de los valores de LCOE promedio según cada región, y ver cómo se posiciona Sudamérica.

Se observa para Sudamérica que en la gran mayoría de las energías se obtienen valores menores al resto de las regiones, próximos a 50 U$D/MWh y con una poca variabilidad del LCOE para

cada tecnología, excepto en la solar fotovoltaica, en donde este valor se aproxima a los 100 U$D/MWh, aproximándose más a las referencias mundiales.

Finalmente, además de los valores del LCOE, los cuales tienen en cuenta los costos de inversión, realiza un análisis de la inversión necesaria por unidad de potencia para cada una de las tecnologías renovables.

A continuación, se observan valores mínimos, máximos y promedios ponderados del costo total de inversión y del factor de planta para las mismas tecnologías analizadas anteriormente, obtenidos de datos provistos por Ren21 que se anexan. En base a los anteriores valores se confeccionan gráficos y se obtienen los siguientes resultados:

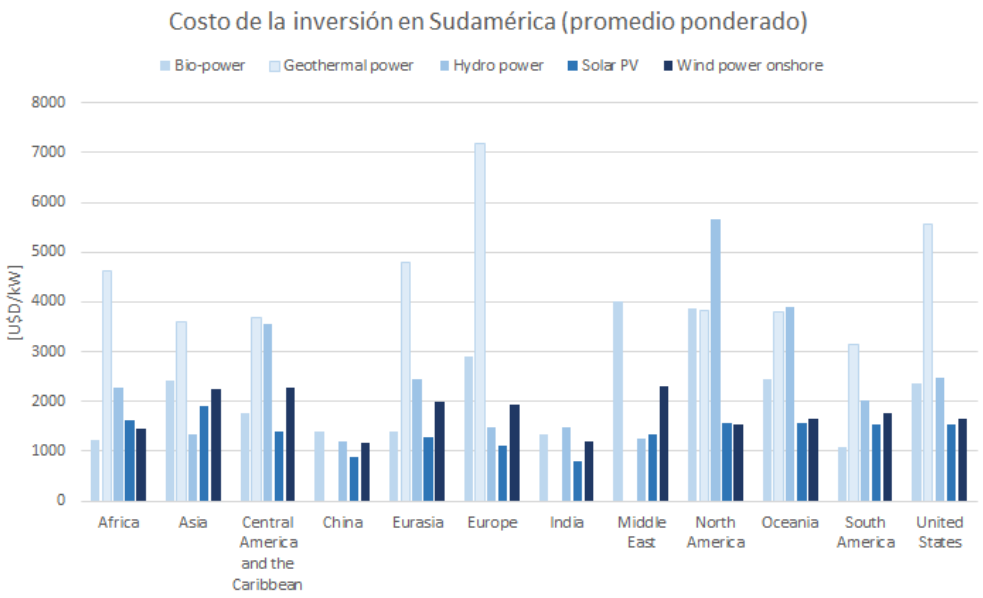


Figura 1-4. Costo promedio ponderado de la inversión en renovables según regiones. Fuente: IRENA.

Se observan en general valores elevados de inversión para centrales geotérmicas, presentando un valor promedio de 4469 U$D/kW, teniendo Europa el máximo valor (7192 U$D/kW). En segundo lugar, se notan las hidráulicas y las bioenergías con valores promedios de 2426 y 2187 U$D/kW respectivamente entre las regiones. Por último, la energía solar fotovoltaica aparece como la de menor costo de inversión, con un promedio de 1379 U$D/kW entre regiones y un mínimo de 793 U$D/kW en India.

A modo de comparar valores en la región del proyecto, a continuación, se presentan estos valores filtrados para Sudamérica.

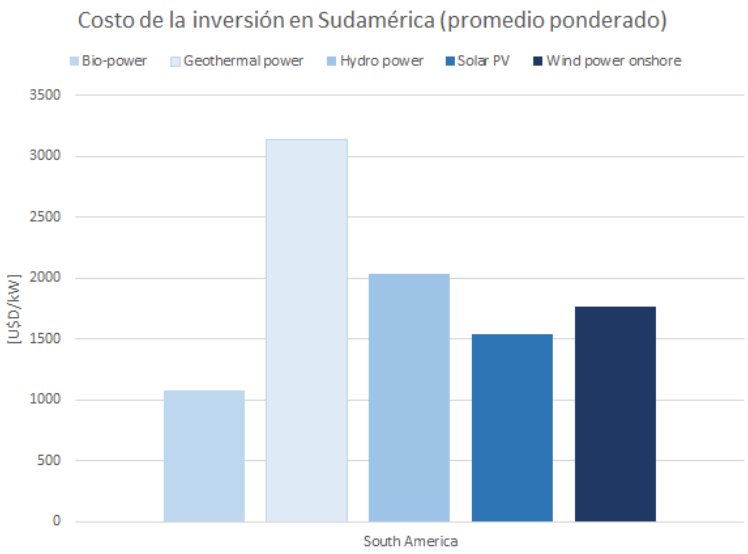


Figura 1-5. Costos de inversión en renovable Sudamérica. Fuente: Ren21

Se observa que se mantiene aproximadamente el mismo orden inicial que en el análisis anterior: las geotérmicas se ubican en los valores más altos de inversión, seguido de las hidráulicas. eólicas y solares fotovoltaicas. La gran diferencia aquí es que las bioenergías resultaron las de menor costo de inversión para Sudamérica, con un valor promedio de 1081 US$/kW.

A continuación, se presenta una comparación de las principales tecnologías renovables en la Argentina con las que un proyecto de biogás competiría. (Fuente IRENA, 2019).

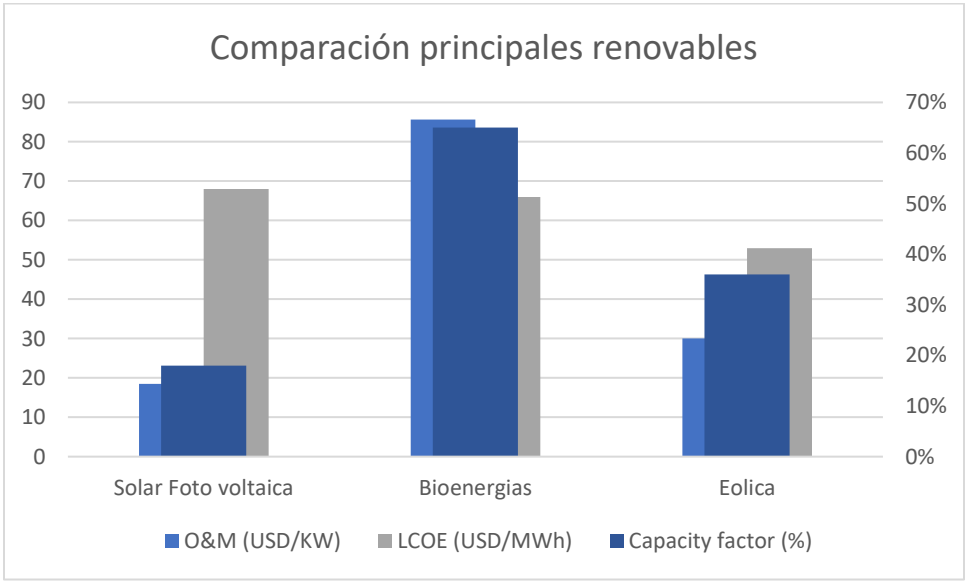


Figura 1.6. Comparación de principales renovables.

Los costos de operación y mantenimiento para la solar fotovoltaica corresponden principalmente a limpieza de los paneles, que requiere mano de obra, y mantenimiento preventivo de los paneles para evitar cortes prolongados durante el periodo de generación. En pequeños valores relativos se encuentran el mantenimiento correctivo, que suele ser muy bajo.

Para la tecnología eólica, los principales costos son el servicio tercerizado de las turbinas, que lo hacen los fabricantes, seguros, y mantenimiento.

Por último, en las bioenergías, hay un gran peso de mano de obra, sobre todo en operación, aquí se diferencia de las otras dos tecnologías donde los costos de explotación son pequeños, a excepción de los de mantenimiento. Se suma, además, costos de mantenimiento como en las otras tecnologías.

1.3. Cambios drásticos que definen el contexto actual

Como se verá más adelante, el mercado energético es uno que depende fuertemente del contexto macroeconómico y que se explica por variables típicas como ser el PBI. En este sentido, cambios drásticos de la situación macroeconómica pueden generar un efecto látigo sobre el mercado energético. Esto ocurre ya que la energía es un servicio que se consume en todo el territorio nacional y existe una gran dependencia de esta para el desarrollo social, tecnológico, económico, entre otros. Así, la energía se consume tanto por usuarios residenciales, como por comerciales e industriales.

Habiendo dicho lo anterior, se entiende que frente a cambios drásticos en el rumbo económico el consumo de energía eléctrica se modifique, ya que no solo se verá afectado el acceso a los servicios de la población, sino que también habrá incentivos o desincentivos del sector industrial, energía dependiente. Tómese por ejemplo la situación actual, en la cual por motivos de fuerza mayor gran parte de la economía nacional - y mundial - se halla paralizada; esto tendrá un efecto negativo en el desarrollo industrial e impactará en una fuerte caída del sector de servicios y comercio, por lo que la energía eléctrica que estos sectores demanden sufrirá una disminución precipitada.

En cuanto a otros factores que definen en gran parte la situación actual de rellenos sanitarios en la región del AMBA, se puede mencionar también el papel que juegan las nuevas tecnologías de termovalorización de residuos. Estas tecnologías, con ciertas polémicas acerca de su impacto en el ambiente y la población, consisten en el aprovechamiento de la energía liberada por la incineración de los residuos sólidos urbanos para la generación de energía en ciclos de vapor y se encuentra ampliamente usada en países desarrollados: en 2015 hubo 507 plantas en 25 países europeos. Hoy, ese número llega a 2450 en el mundo. Respecto a la situación en Argentina, en 2018 se había dictado una ley que permitía la incineración de residuos en la ciudad de Buenos Aires, pero un año más tarde esta ley fue declarada nula, en parte gracias a presión de cooperativas

de trabajo y ONGs. Esto define en gran medida la situación de los rellenos sanitarios, en este caso, en la Ciudad de Buenos Aires, ya que instalaciones de plantas de termovalorización de residuos agregarían mayores limitaciones a la disponibilidad de la materia prima para tecnologías como la de este proyecto.

2. Introducción al mercado eléctrico

El mercado eléctrico es aquel en el cual el bien susceptible de comercio es la energía eléctrica que abastece la demanda energética de un país, medida en kWh. En la Argentina, el ente regulador de dicho mercado es el denominado Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE), a cargo de la Secretaría de Energía. Por otro lado, la energía se distribuye por medio del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), que es una red eléctrica conformada por tendidos de alta tensión que interconecta a las distintas regiones de Argentina, en definitiva, es la red que recolecta y distribuye toda la energía que se genera en el país.

La energía llega a los usuarios finales luego de un proceso de tres etapas que es la generación de energía, su transmisión por medio de las líneas de alta tensión y la distribución en media tensión para luego conectarse a los usuarios finales en baja tensión, previo pasaje por un transformador de tensión. En Argentina, las líneas de baja tensión son de una tensión de 380/220 V; las líneas de media tensión de 13,2 o 33 kV y las líneas de alta tensión de 220, 330 o 500 kV.

La energía que se comercializa se puede clasificar según dos criterios principales. El primer criterio de clasificación es según su carácter, sean estas energías de carácter firme o energías interrumpibles según si la planta tiene la capacidad de estar operativa durante las 24 horas del día o no. La segunda de las clasificaciones es según si se trata de energías convencionales o renovables.

Las primeras son provenientes de todos aquellos recursos naturales finitos y se dividen en dos categorías según el origen de su combustible: fósil o nuclear. A su vez, las energías convencionales son aquellas que generan mayor cantidad de contaminación, sea esta emisiones de gases contaminantes y/o generación de residuos. En contrapartida a estas últimas, se hallan las energías provenientes de fuentes renovables, que son todas aquellas energías obtenidas a partir de recursos no agotables.

Dentro de cada categoría, en Argentina se cuenta con las siguientes fuentes de generación de energía eléctrica:

a. Energías convencionales:

- Energía hidráulica

- Energía obtenida a partir de ciclos combinados

- Energía obtenida a partir de turbinas a gas

- Energía obtenida a partir de turbinas de vapor

- Energía nuclear

- Energía obtenida a partir de la combustión en motores Diesel

b. Energías renovables:

- Energía eólica

- Energía solar fotovoltaica

- Pequeños aprovechamientos hidráulicos (PAH): de potencia instalada menor a 50 MW

- Energía proveniente de la biomasa

- Energía obtenida a partir de biogás

- Energía obtenida a partir de biogás de rellenos sanitarios

La totalidad de las energías ofertadas en el mercado eléctrico componen la denominada matriz energética nacional, la cual se puede medir en términos de potencia instalada o de energía generada y para esta última en 2019 se compuso de la siguiente manera:

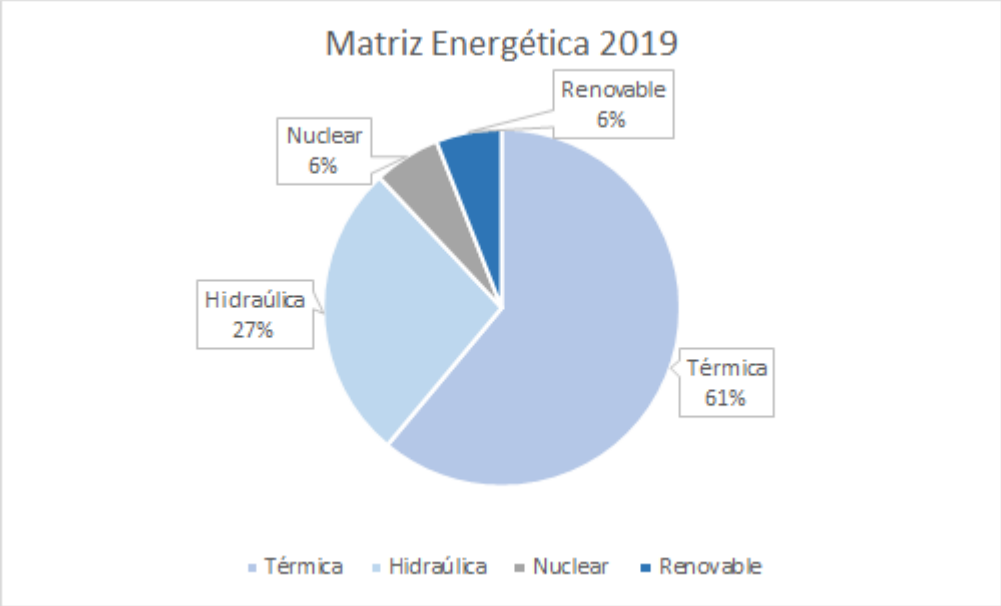


Figura 2. 1 participación de cada fuente de generación en la matriz energética argentina.

2.1.Mercado eléctrico mayorista (MEM)

El mercado eléctrico mayorista (MEM) es donde se realizan los acuerdos comerciales entre los distintos agentes involucrados en la industria eléctrica. En este mercado la empresa administradora es la Compañia Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) y su rol es coordinar los despachos desde el SADI, supervisar la seguridad y la calidad de las operaciones del SADI, monitorear las transacciones económicas y gestión de las operaciones de facturación, cobro y finanzas de los fondos de mercado.

El MEM se compone de los siguientes agentes:

1. Generadores o productores, autogeneradores y cogeneradores.
2. Transportistas.
3. Distribuidores.
4. Grandes usuarios.
5. Comercializadores.

Se considera generadores a aquellos que posean una planta de generación o sean concesionarios del servicio de explotación de alguna y coloque, al menos parcialmente, su producción en el sistema de transporte y/o distribución sujeta a jurisdicción nacional. Se permite a los generadores

celebrar contratos de suministro con los distribuidores y grandes usuarios, sin existencia de intermediarios, en cuyo caso los contratos son negociados directamente entre las partes involucradas.

Por otro lado, se considera transportista a quien es responsable de la transmisión y transformación de la energía asociada a la concesión que le hubiese sido otorgada. El transportista, entonces, recogerá la energía desde el punto de entrega del generador hasta el punto de recepción del distribuidor o gran usuario.

El comercializador es quien tiene la potestad de comprar o vender para terceros energía eléctrica en el mercado mayorista, “realizando operaciones comerciales en las condiciones que fije la reglamentación del Ministerio de Infraestructura y vivienda”. Aquí, se debe tener en cuenta que, aunque el Ministerio de Infraestructura y Vivienda se disolvió, la presente ley no fue modificada y el artículo sigue en vigencia.

Se considera distribuidor a quien, dentro de su zona de concesión, sea responsable de abastecer de abastecer toda la demanda a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar el suministro de forma directa. El distribuidor debe transmitir toda la energía eléctrica a través de instalaciones conectadas a la red de transporte y/o generación hasta las instalaciones del usuario. Es también responsabilidad del distribuidor atender todo incremento de demanda en su zona de concesión a usuarios finales, por lo que deberán asegurar su aprovisionamiento.

Los grandes usuarios son los consumidores susceptibles de comprar la energía que consumen en el mercado eléctrico mayorista y se dividen en grandes usuarios mayores (GUMAs) y menores (GUMEs) según la potencia que contratan. La composición y comportamiento de este tipo de usuarios se detalla en el análisis de la demanda.

Finalmente, dentro del MEM existen dos tipos de mercados según las condiciones en las que se comercializa la energía; estos son el mercado a término, donde la energía se comercializa por medio de contratos entre un generador o distribuidor y gran usuario; o el mercado spot, donde los precios varían en forma horaria de acuerdo a la variación de la demanda y a la disponibilidad de generación que haya en cada momento.

2.2. Marco legal

A fin de comprender con totalidad el mercado eléctrico, se deben comprender las normativas y dinámicas a las que responde. Se deben estudiar tres tipos de normativas centrales; que son aquellas que regulan el mercado eléctrico, las asociadas a las energías renovables y del biocombustible o biogás.

Respecto al mercado energético, este se halla regido por las leyes 15.333, Ley de Energía Eléctrica, y 24.065, Régimen de la Energía Eléctrica; que establecen la dinámica económica y regulatoria y los actores participantes. A su vez, este se halla reglado por la publicación “Los procedimientos” de CAMMESA, en la cual se detallan los procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios

Por otro lado, en el ámbito de la promoción de las energías renovables aplican las leyes 25.438, Adhesión al Protocolo de Kyoto; 26.093, Régimen de Regulación y Promoción para la Producción de Uso Sustentable de Biocombustibles; 26.190, Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica, y 27.191, Ley 26.190. Modificación, y los decretos que a estas rigen; de las cuales las últimas dos se vieron materializadas en la creación de fondos estatales dedicados a la facilitación financiera.

A continuación, se detallan las principales disposiciones anteriormente mencionadas:

1.Ley 15.336: Ley de Energía Eléctrica.

Aplica a la generación, transformación y transmisión o distribución de energía eléctrica y dictamina que los servicios eléctricos son de interés y carácter público. A su vez, se establece que, a los fines de la ley, la energía eléctrica, sea proveniente de fuentes privadas o públicas, se considera un objeto jurídico susceptible de comercio, por los medios que el actual código de comercio establece. Por otro lado, se declara de jurisdicción nacional, (es decir, que responderán a reglamentación y entes nacionales, no provinciales ni municipales) a la generación, transformación y transmisión de energía eléctrica.

En concordancia con lo anterior, se establece que las actividades privadas relacionadas con la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica requieren de la concesión del poder ejecutivo para las actividades destinadas al servicio público de transporte y/o distribución de electricidad. Finalmente, establece que la Secretaría de Energía será el ente regulador.

2. Ley 24.065: Régimen de la Energía Eléctrica.

Define como los actores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) a los siguientes:

1. Generadores o productores, autogeneradores y cogeneradores.
2. Transportistas.
3. Distribuidores.
4. Grandes usuarios.

5. Comercializadores.

Cada uno de los anteriores y sus roles fueron detallados en la sección de agentes del MEM. Así, cabe mencionar que la presente ley permite a los generadores celebrar contratos de suministro con los distribuidores y grandes usuarios, sin existencia de intermediarios, en cuyo caso los contratos son negociados directamente entre las partes involucradas.

Se establece que el despacho de cargas se hará por medio del Sistema Argentino de Interconexión, SADI y se dispone la creación del Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE), como organismo autárquico en el ámbito de la Secretaría de Energía.

3. Ley 25.438: Apruébese el Protocolo de Kyoto de I a Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, adoptado en Kyoto - Japón.

Mediante la ley el Estado se compromete a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero o a no aumentarlas. Con fin de promover el desarrollo sostenible, se propone fomentar la eficiencia energética en los sectores pertinentes a la economía nacional. La ley alcanza a gases tales como el dióxido de carbono (CO2) y metano (CH4), los cuales se generarán en el proyecto que por el presente estudio se analiza.

Este aspecto se trata en detalle en el apartado legal del estudio de ingeniería, donde se analizan las multas e impactos ambientales del proyecto.

4. Ley 26.093: Régimen de Regulación y Promoción para la Producción de Uso Sustentable de Biocombustibles.

La ley tiene una vigencia de 15 años a partir de su aprobación, sea esta en la fecha de promulgación de hecho, el 12 de mayo de 2016. Mediante esta se aprueba el llamado Régimen de Promoción para la Producción y Uso Sustentable de Biocombustibles en el territorio de la República Argentina. Establece que la diversificación de la oferta de combustibles constituye uno de los ejes centrales de la política pública en términos energéticos.

Sin embargo, esta ley no se considera pertinente para el proyecto de estudio, ya que su vigencia caduca antes de que el proyecto se inserte en el mercado (Véase la sección conclusión del año de entrada y proyecciones de cantidad).

5. Ley 26.190: Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinadas a la Producción de Energía Eléctrica.

Mediante la misma se declara de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la generación, transporte, distribución y consumo

de energía eléctrica como también así a la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de maquinaria. La ley promueve la realización de nuevas inversiones en emprendimientos de producción de energía eléctrica, a partir del uso de fuentes renovables de energía en todo el territorio nacional y a su explotación comercial

6. Ley 27.191: Ley 26.190 Modificación.

Se establece como objetivo del presente régimen lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar los siguientes objetivos para todos los usuarios del mercado eléctrico mayorista:

1. Al 31 de diciembre de 2017, deberán alcanzar como mínimo el ocho por ciento (8%) del total del consumo propio de energía eléctrica. Dicho objetivo no se alcanzó, representado para dicho entonces las energías renovables un 3% de la matriz energética nacional.

2. Al 31 de diciembre de 2017, deberán alcanzar como mínimo el doce por ciento (12%) del total del consumo propio de energía eléctrica. Nuevamente, dicho objetivo no se alcanzó, representando las energías renovables un 6% de la matriz energética nacional.

3. Al 31 de diciembre de 2021, deberán alcanzar como mínimo el dieciséis por ciento (16%) del total del consumo propio de energía eléctrica.

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

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

El consumo mínimo fijado para la fecha de corte de cada período no podrá ser disminuido en el período siguiente.

Se constituye mediante la presente ley el Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables, el cual puede proveer fondos y otorgar facilidades financieras a proyectos elegibles.

3. Análisis estratégico

En esta sección, mediante diversas metodologías y *frameworks*, se estudiará el entorno de negocios dentro del cual operará el proyecto, además del estudio de la misma organización que llevará a cabo el proyecto. En base a las salidas de estos estudios se plantean estrategias para tomar decisiones que permitan cumplir con los objetivos del proyecto.

En primer lugar, se realiza un análisis de stakeholders para conocer en detalle las partes interesadas en el proyecto y como afectan tanto al éxito del proyecto como su fracaso.

Luego mediante un análisis de las fuerzas de Porter se estudian a todos los posibles participantes del mercado eléctrico, y cuanto poder de negociación tienen frente al proyecto, y cuanto tiene el proyecto para con ellos.

Después, se realizó un análisis tipo FODA, para plantear áreas de ataque del proyecto en base al entorno y las características internas del proyecto a desarrollar.

Por último, se analizan brevemente las principales barreras de entrada al mercado eléctrico para proyectos de la escala estimada y tecnología especificada.

Es necesario realizar un detallado análisis estratégico ya que el mercado eléctrico es uno muy complejo y extenso. Tiene muchos participantes, desde pequeños generadores, grandes generadoras, distribuidoras, transportistas, entes reguladores, etc. El mercado eléctrico es de los principales motores económicos de un país por lo que no debe tomarse a la ligera el análisis previo de todos los actores del mercado. Con esto se podrán develar riesgos que luego podrán ser más fácilmente mitigados que si se presentasen durante la ejecución del proyecto.

3.1. Análisis de stakeholders

Se realiza un análisis de stakeholders para identificar cuáles son las partes involucradas y cuáles son sus intereses, para el desarrollo del análisis se considerará *stakeholder* a cualquier afectado por el proyecto que se evalúa, o que tiene un rol determinado en el mismo. Estos pueden ser tanto potenciales socios como agentes que bloqueen o intenten garantizar el funcionamiento del modelo de negocio. El análisis de stakeholders permite comprender cuales son las alianzas estratégicas para desarrollar a fin de potenciar el negocio y reducir además potenciales fuentes futuras de riesgo.

Se comienza el análisis por identificar los stakeholders. Luego, para cada uno, se identificarán sendos intereses y rol en el proyecto, nivel de impacto si los intereses no son cumplidos y prioridad relativa en función del impacto en el sistema asociado a cada interés. Finalmente, se evalúa a los stakeholders por su importancia y su influencia; en particular, se da especial atención a aquellos agentes que puedan influenciar negativamente el proyecto; dicha influencia puede ser causa de motivos jerárquicos, económicos, políticos, conexiones especiales con otros actores, de *know how* y de posesión de recursos estratégicos para el proyecto. Como output del análisis, se define la estrategia a desarrollar durante el proyecto para reducir el impacto negativo de los agentes y maximizar su participación positiva.

Cada uno de los stakeholders y sus intereses se definen a continuación:

Grupo	Stakeholders	Intereses			
Usuarios del servicio	Pequeños consumidores	Satisfacer necesidades energéticas	Facilidad de acceso	Bajo Costo	
	Consumidores industriales	Satisfacer necesidades energéticas	Facilidad de acceso	Bajo Costo	Cumplir con normativas de emisiones de gases de efecto invernadero.
Sistema financiero	Los que pagan impuestos	Transparencia	Eficiencia	Efectividad	
	Inversores	Transparencia	Eficiencia	Retorno a la inversión	Sustentabilidad
	Bancos	Transparencia	Eficiencia	Retorno a la inversión	Sustentabilidad
Proveedores	Empresas recolectoras	Mantener en el futuro contratos de recolección de basura			
	CEAMSE	Bajar costos operativos	Disponer responsablemente residuos		
	Facilitadores de transporte o distribuidores eléctricos.	Suplir demanda eléctrica	Mantener estable la red		
Individuos	Vecinos	Ambiente agradable	Sin emisiones tóxicas	Reducción de olores	Impacto ambiental reducido
	Dueños de las tierras	Arrendar tierra o vender			
Reguladores mercado y otros	Cammesa	Despachar racionalmente energía	Garantizar seguridad y	Controlar con normativas el ingreso al	

			calidad en el MEM	mercado eléctrico	
	Gobierno	Promover energías renovables y su diversidad tecnológica y geográfica (cumplimiento ley 27.191)	Reducir impacto ambiental de sistema energético	Hacer cumplir las normas	Reducir impacto ambiental de generación de residuos
	ENRE	Regular mercado eléctrico abogando por equidad	Incentivar inversión en el mercado	Asegurar competitividad	
	Organizaciones ambientalistas	Reducir impacto ambiental			
Participantes del mercado	Generadores	Una vez ingresado al sistema, no tienen intereses. Previo a la habilitación tendrán intención de que no se entre a la licitación en caso de ser un generador térmico o tendrán intención de ganar la licitación con un precio más competitivo en caso de ser un futuro generador renovable.			

Tabla 2. 1 Matriz de stakeholders y sus intereses.

Luego se estudia el impacto de cada integrante identificado sobre el proyecto. El resultado de la calificación se puede ver en la tabla a continuación.

Grupo	Integrantes	Impacto	Calificación	Motivo	Importancia
Usuarios del servicio	Pequeños consumidores	Bajo	1	Consumen energía indistintamente de la fuente. No tienen participación directa sobre la realización del proyecto	3
	Consumidores industriales	Medio	5	Mayor poder en negociación en cuanto proveedores electricos	4
Sistema financiero	Los que pagan impuestos	Bajo	3	No tiene poder de decisión directo sobre asignación de recursos.	2
	Inversores	Alto	9		10

	Bancos	Alto	9	Determinan la realización o no del proyecto en términos financieros	11
Proveedores	Empresas recolectoras	Bajo	2	Tienen elevadas barreras de salida de contrato de suministro con CEAMSE	5
	CEAMSE	Alto	9	Posee el monopolio de los residuos urbanos en la región del AMBA	12
	Facilitadores de transporte de energía o distribuidores eléctricos.	Bajo	3	Exigen el cumplimiento de normas en cuanto a instalaciones eléctricas, pero están obligados a dar acceso al transporte ya que este es considerado de acceso público.	7
Individuos	Vecinos	Bajo	1	La comunidad podría oponerse a la instalación del relleno y la planta, por eso es de crucial importancia concientizar acerca de beneficios y externalidades del proyecto.	8
	Dueños de las tierras	Medio	4	Las tierras utilizadas no suelen ser de gran valor inmobiliario por lo que lograr una negociación para la instalación no debería ser dificultosa.	9
Reguladores mercado y otros	Cammesa	Alto	9	Determina el ingreso de los generadores al mercado eléctrico	13
	Gobierno	Alto	10	La ampliación de la matriz energética renovable en la Argentina ha dependido históricamente de incentivos por parte del gobierno, en particular para tecnologías que todavía mantienen costos elevados en comparación a tecnologías más tradicionales como la solar y la eólica.	14

	ENRE	Bajo	3	Solo maneja cuestiones administrativas.	6
	Organizaciones Ambientalistas	Bajo	1	Bajo las condiciones actuales legislativas como políticas, su poder de influencia no se considera.	0
Participantes del mercado	Generadores	Bajo	2	Una vez firmado el contrato no se compite, el proyecto no corre riesgo en este sentido.	1

Tabla 3. 3.1-1 Matriz de stakeholders y si impacto y prioridad

Teniendo en cuenta el análisis de intereses y poder de influencia de los actores se presenta la matriz de los stakeholders.

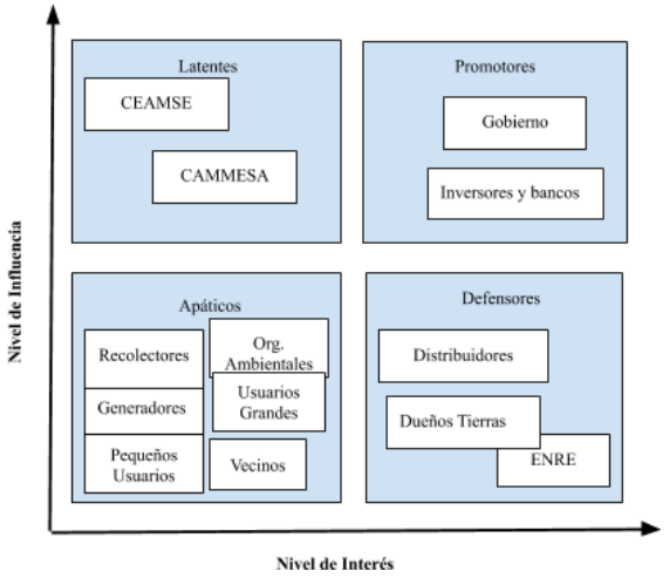


Figura 3. 1. Matriz de stakeholders impacto e interés.

Una vez clasificadas las partes interesadas se presentan precauciones y estrategias a tener en cuenta para asegurar que el desarrollo del proyecto sea lo más fluido posible y no aparezcan riesgos de manera sorpresiva.

Aquellos que tienen elevado poder e interés sobre el proyecto son los promotores, buscar que su involucración en el proyecto sea más elevada posible. Con ellos se deberá mantener un canal de comunicación constante y transparente evitando posibles riesgos ocultos. Para el gobierno en particular, que tiene alto impacto tanto por legislación como programas de promoción de energías renovables, se le debe consultar y mantener informado acerca de la tecnología en estudio, y los

beneficios que podría traer a nivel nacional, aumentando aún más su interés, para que con su alto poder de influencia se pueda lanzar un nuevo programa de promoción de energías renovables.

En el caso de los inversores y bancos, que son también actores esenciales para la realización del proyecto y con alto interés por motivos económicos se les debe comunicar aquellos detalles críticos del proyecto su estado y como se proyecta su evolución. Esta transparencia permitiría reducir riesgo del proyecto debido a información oculta por lo que se cree que el acceso al financiamiento para el proyecto se tornará más fluido.

En segundo lugar, se encuentran los actores latentes. Estos son aquellos que tienen elevada influencia o poder sobre el proyecto pero que su interés es relativamente bajo, es decir su posición ante el proyecto es relativamente indiferente. En el caso de CAMMESA, esta posee gran poder de decisión al momento de ingresar al mercado eléctrico, es decir, que puede determinar la realización o no del proyecto. Por otro lado, CEAMSE tiene el monopolio de la basura en el Área Metropolitana de Buenos Aires por lo que es un proveedor indispensable del proyecto.

En este caso, es esencial mantener satisfechos sus intereses en el proyecto, aunque sean bajos debido a su elevado poder. Adicionalmente se recomienda mantenerlos satisfechos en cuanto normas y acuerdos comerciales, buscando siempre elevar su interés y que el posible impacto se convierta en positivo. Por ejemplo, buscar mediante CAMMESA prioridad de despacho dando a conocer los beneficios del proyecto, en especial a la red eléctrica. Y para CEAMSE, formar una alianza estratégica, para que en el futuro no existan riesgos, o estén minimizados, de que se corte el suministro de materia prima del proyecto.

Para el caso de los defensores, mientras se los mantenga informados acerca de la evolución del proyecto, tanto en normativas como impacto y beneficios, estos no supondrán un riesgo para el proyecto ya que su poder es medio o bajo sobre el mismo.

Por último, los apáticos, que cuentan con bajo interés y poder sobre el proyecto, se recomienda estar al tanto de ellos por más que sean de impacto poco relevante ya que cualquier evento inesperado puede cambiar su posición dentro del proyecto. En particular los vecinos u organizaciones ambientales, que en caso de no cumplir con normativas o generar impactos no deseados de elevada negatividad pueden suponer un motivo de oposición masiva al proyecto. Por esto, se considera mantener también informada a la comunidad para evitar que se transforman en defensores, y de manera indirecta otros actores tomen medidas sobre el proyecto.

Algunos antecedentes de conflictos con la gestión de residuos se comentan a continuación, para tener en cuenta a la hora de realizar el proyecto, cuales son aquellos eventos que pueden despertar mayor oposición por parte de los apáticos a la realización del proyecto.

En el 2018 hubo incendios en unos rellenos sanitarios de Gonzales Catán, esto genero movilizaciones por parte de los vecinos reclamando que se clausuren dichos rellenos. Además, llevo a reclamos por parte de la intendenta hacia el gobierno provincial, elevando los reclamos de los habitantes del distrito.

Otros antecedentes ocurrieron en la zona de la Plata, donde en el año 2004, vecinos junto con ONGs, por la ampliación supuestamente ilegal de un relleno hicieron reclamos para que CEAMSE cierre dicho relleno y el municipio dejase de pagar el tipping fee, sumado a otros reclamos de educación ambiental.

Considerando estos antecedentes, es claro que los reclamos surgen frente a irregularidades legales en la operación de los rellenos y descuidados que pueden dañar el medioambiente. Por lo que es esencial tener estas consideraciones durante la operación y construcción del relleno. Además de manejarse en caminos legales por obvios motivos. Entonces, si se tienen en consideración estos factores, evitando dichos incidentes, la oposición de los apáticos debería quedar anulada.

3.2. Análisis del poder de negociación de los agentes (PORTER)

Esta herramienta es esencial para identificar oportunidades y amenazas dentro de una industria determinada, tanto empresas ya instaladas como aquellas que buscan instalarse. Se analizan las cinco fuerzas y se determina su intensidad. Estas fuerzas son el poder de negociación de los clientes, los nuevos entrantes, los productos sustitutos, los proveedores. Adicionalmente se analiza el impacto del estado en la industria, y, por último, se determina el efecto en conjunto de estas fuerzas sobre la industria, particularmente en la competencia.

1. Nuevos entrantes

En la industria de biogás de relleno sanitario se requieren montos significativos de capital financiero para ingresar, sumado a que se requiere cooperación indispensable con el gobierno para promover este tipo de tecnologías de generación eléctrica. Se considera que la amenaza de los nuevos entrantes hacia el mercado es baja.

2. Sustitutos

Toda fuente de generación alternativa a la de biogás de relleno sanitario se considera como producto o servicio sustituto en el mercado electrico. En ambos posibles mercados de ingreso estudiados, MATER y compras conjuntas, los contratos de abastecimiento tienen el precio fijo, y adicionalmente, la mayoría de los proyectos de renovables buscan obtener la prioridad de despacho también en mercado *spot*. Estos factores le quitan variabilidad al proyecto y disminuye enormemente el poder que pueden tener los otros generadores sobre la competencia de la industria

de biogás de relleno sanitario. Entonces, la fuerza que ejercen los productos sustitutos es considerada baja.

3. Proveedores

El mercado de biogás de relleno sanitario requiere insumos que están en manos de unos pocos actores. En el caso del AMBA, CEAMSE tiene el control total sobre el mercado de los residuos, adoptando una posición monopólica y de alto poder sobre aquellos que necesiten la basura urbana como insumos para diferentes proyectos.

Lo mismo ocurre en otras regiones, pueden ser empresas o municipios las que tengan el control sobre los residuos, pero la posición de alto poder de negociación se mantiene.

Una tarifa por disposición de residuos (*tipping fee*) es el cargo que se aplica a una cantidad dada de desechos recibidos en una instalación de procesamiento de desechos. Esta tarifa es cobrada por CEAMSE a los municipios como compensación por recibir y tratar sus residuos. Sin embargo, dado que CEAMSE no comercializa residuos, se considera poco probable el escenario que supone la percepción de un *tipping fee* pagado por CEAMSE hacia terceros. Resultaría entonces interesante considerar un escenario en el que se pudiera negociar directamente con los municipios, pero dada la alta carga política de las relaciones entre éstos y CEAMSE y el tamaño de este proyecto, la probabilidad de este escenario es ínfima.

Por otro lado, se encuentran los proveedores de tecnología ya sea por ejemplo generadores, insumos para las instalaciones, constructoras, etc. Estos se consideran de bajo poder de negociación en la industria ya que al ser mercados mucho más maduros y grandes, poseen una cantidad de participantes mucho más elevada.

Se concluye entonces que el único actor significativo en los proveedores es el CEAMSE y que el escenario más probable es la obtención de residuos entregados por ellos sin un *tipping fee*, con lo que la fuerza que ejerce es muy grande.

Iterando sobre el análisis de riesgos, se concluye que tiene un elevado impacto el abastecimiento de residuos sobre la viabilidad del proyecto, por lo que establecer de antemano mediante ingeniería de contratos un abastecimiento fijo de materia prima quitará volatilidad al proyecto y lo hará económicamente más viable.

Otro proveedor importante es aquel que provee la tecnología. Estos proveedores tienen un gran conocimiento técnico y muchas veces son los únicos o parte de un mercado muy reducido de proveedores, por lo que, considerando, además el tamaño del proyecto no habrá mucho poder de negociación en cuanto al costo de adquisición e la tecnología, recurriendo a precios estándar del

mercado. Esto se plantea principalmente a los proveedores de tecnología de purificación del gas y generación eléctrica.

4. Clientes

En comparación con otras tecnologías de generación de energía renovable como se mostró anteriormente, la generación de energía eléctrica a partir de biogás de relleno sanitario suele tener costos superiores, por ejemplo, comparando con solar fotovoltaica. Sin embargo, como los contratos de abastecimiento, una vez firmados, tienen el precio y cantidad fijados, estos no se pueden alterar. Por lo tanto, el poder de negociación es más fuerte previo a la concreción del contrato, pero luego de este es bajo, ya que lo único que puede afectar son multas por desabastecimiento.

En cuanto clientes en el MATER, la lógica de poder de negociación es similar.

En este sentido, se concluye que el efecto total es el de una fuerza moderada.

5. El Estado

El Estado, a nivel nacional, es quien define la realización de programas y políticas de incentivo de proyectos de energías renovables, además tiene influencia directa en políticas fiscales que pueden afectar tanto negativa como positivamente en el proyecto. En cuanto a impuestos, también tienen influencia los gobiernos provinciales y municipales. Por estos motivos se considera un poder de negociación alto por parte del estado.

6. Competencia

Al momento del estudio de este proyecto, el mercado de generación de energía a partir de biogás de rellenos sanitario tiene pocos participantes, tan solo tres al comienzo del año 2020. La mayoría de la energía proveniente de fuentes no renovables, y si lo son renovables son de otras tecnologías, entonces, el impacto que pueden generar estas plantas, que son de pequeña o media escala, en el mercado eléctrico total, se considera bajo. Adicionalmente se señala nuevamente la relevancia de los contratos de abastecimiento que son fijos e inalterables durante las duraciones de los proyectos, por lo tanto, no pueden realizar estrategias de precio una vez ingresado al mercado. En cuanto impacto de la competencia por motivos de proveedores, si bien el mercado de residuos posee características monopólicas, el residuo es un recurso abundante por lo que no habría motivos de competencia fuerte por el mismo. En conclusión, la magnitud de la competencia en el mercado de biogás de relleno sanitario se considera baja.

A continuación, se muestra a modo resumen el diagrama de las fuerzas de Porter del mercado estudiado.

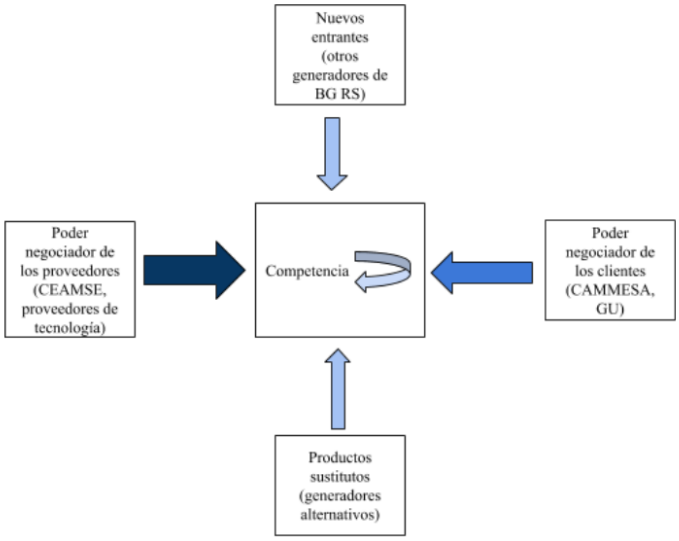


Figura 3. 2 Diagrama de las fuerzas de Porter del mercado de generación eléctrica con biogás de relleno sanitario.

3.3. Análisis FODA

Primero se plantean las principales fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas para luego plantear las áreas críticas de avance y defensa para una ejecución adecuada del proyecto.

Fortalezas	F1 Energía renovable de base con prioridad de despacho
	F2 Reducción de olores en entorno cercano por procesamiento de gases (sulfuro de hidrógeno).
	F3 Reducción de emisiones de gases efecto invernadero (emitir metano es mucho más potente que emitir CO2). (EDF)
	F4 Permitir la valorización de los residuos
	F5 Fomentar sustentabilidad
Debilidades	D1 Elevada necesidad de capital de inversión
	D2 Dependiente de *feed-in- tariff* (incentivos gubernamentales)

	D3 Se estiman costos de mantenimiento altos
	D4 Necesidad de mayor espacio físico respecto a otras tecnologías.
	D5 Sensibilidad a calidad/composición de residuos
Oportunidades	O1 Necesidad de continuar aumentando el tamaño de la matriz energética renovable.
	O2 Posibilidad de que CEAMSE se quede sin capacidad de procesamiento de residuos en sus instalaciones existentes.
	O3 Descentralización de la red eléctrica.
	O4 Aumento de precios de combustibles fósiles.
	O5 Posibilidad de mayores incentivos a bioenergías.
Amenazas	A1 Posibilidad de desabastecimiento de MP por alto poder de los proveedores
	A2 Falta de consenso por parte de comunidad para la apertura de la planta.
	A3 Caída en los precios de los combustibles fósiles
	A4 Aumento de carga impositiva en el país.
	A5 Probabilidad de que no existan programas licitatorios

Tabla 3.3.1 Análisis FODA del proyecto.

Se realiza la matriz de avance FODA:

		FORTALEZAS					DEBILIDADES				
		F1	F2	F3	F4	F5	D1	D2	D3	D4	D5
OPORTUNIDADES	O1	X	X	X							
	O2										
	O3										
	O4										
	O5				X	X					
AMENAZAS	A1										X
	A2										
	A3										
	A4								X		
	A5						X	X			

Tabla 3.3.2 Matriz FODA del proyecto. Áreas de ataque y defensa.

Primero se analizan las áreas de ataque con sus puntos clave de apalancamiento.

Para empezar, el hecho de que exista una ley que establece mínimos de participación de energías renovables en la matriz permitirá generar los incentivos iniciales tanto a nivel gobierno como en el mercado privado para la incorporación de este proyecto en el sistema eléctrico. Asimismo, un aumento en el precio de los combustibles fósiles aumentará las posibilidades de que se adjudiquen proyectos de bioenergías. Dado esto, el aprovechamiento del biometano obtenido del relleno sanitario con generación de energía eléctrica permite agregar valor a los residuos y evitar su liberación al ambiente. Resulta favorable además el hecho de funcionar como una central de base con prioridad de despacho, debido a que las posibilidades de generar e inyectar electricidad al nodo de interconexión serán máximas y por lo tanto se maximizan los ingresos.

Los residuos son un recurso abundante en un centro urbano como el AMBA y que de todas maneras siempre será generado. Poder aprovecharlos para obtener y usar biometano en lugar de usar combustibles fósiles permite mantener la sustentabilidad en la generación de energía al producir

un bien de valor (energía) a partir de algo que per sé es indeseable (residuos), con lo que, desde el lado ambientalista, se generan mayores atracciones hacia incentivos a este tipo de energías.

En segundo lugar, se estudian las áreas de defensa.

Como primer punto, tanto en relevancia e influencia, la elevada necesidad de inversión podría verse afectada en caso de que no ocurran estos tipos de programas de incentivos, principalmente en cuanto a recuperación de la inversión. La misma lógica aplica para los subsidios o *feed in tariff*. Por estos motivos se aconseja estar al tanto de nuevas políticas de promoción que están en proceso de lanzarse, para así estar preparado en el momento del lanzamiento y aprovechar posibles beneficios de la temprana habilitación de la planta.

Luego, debido a los altos costos de mantenimiento que de por sí están presentes en este tipo de tecnología, suponer un escenario con aumentos en la carga impositiva resultaría en sobrecostos con consecuentes dificultades económicas y financieras para el proyecto. Por último, dada la importante dependencia del rendimiento del relleno sanitario con la composición y los parámetros de los residuos, será conveniente analizar y protegerse contra la calidad de la materia prima recibida para asegurar una obtención de biogás contra masa de residuo aceptable.

3.4. Identificación de las barreras de entrada

A continuación, se presentan y se describen en detalle las principales barreras de entrada que surgieron de las herramientas estratégicas utilizadas. Como primera barrera, la cual se considera como la más importante es la de las inversiones en capital necesarias para instalar la planta ya que la industria es capital intensiva, aunque como es de esperar, a mayor capacidad de planta, se espera que el costo por MW de potencia instalado se vea reducido.

Otro gran factor de entrada, en especial al mercado eléctrico spot, es que las plantas de biogás en la actualidad les es más conveniente entregar la energía a medida que se va extrayendo el gas, que almacenarlo y entregar energía a la red en momentos de picos de consumo, cobrando como potencia de reserva, ya que el costo de almacenamiento del gas es significativamente elevado. Por este motivo se descarta la opción de entrada a este tipo de mercados.

Como se analizará en el estudio de ingeniería, la tecnología de biogás de relleno sanitario corresponde más con tecnologías símil de base para la red eléctrica, ya que poseen factores relativamente altos de planta.

Por último, se menciona que al ser un mercado poco desarrollado en la Argentina (previamente se mencionó que existen solo tres plantas de biogás de relleno sanitario a inicios del año 2020) por lo

que se deduce que además se requiere un conocimiento técnico elevado y *know how* que no muchos poseen en la industria.

El manejo del biogás es un proceso altamente complejo, que requiere el conocimiento de profesionales expertos en la temática, y manejo de la tecnología.

Como última barrera de entrada, se considera el mismo acceso a la tecnología, ya que como se analiza en el apartado de tecnología en el estudio de ingeniería, eta es en gran parte importada y no se desarrolla en el país. Y únicamente se puede conseguir a partir de distribuidores locales o importación directa, lo cual dificulta o desincentiva aún mas este tipo de proyectos.

Además, al ser mayoritariamente importada, se dificulta aún más en términos económico el acceso a la tecnología, lo cual amplifica la barrera de entrada a estos mercados.

En comparación con otras tecnologías a partir de biomasa, como puede ser biogás a partir de cultivos energéticos o desechos agrícolas, estos son procesos más conocidos en el mercado local y se cuenta con mayor tecnología a nivel local, ya que suelen ser procesos menos complejos y se requiere una menor purificación del biogás ya que su composición es más homogénea al venir de una única fuente, a diferencia del biogás de relleno sanitario que proviene a partir de materia orgánica de diversos origines.

4. Canales de entrada y mercado objetivo

En la actualidad existen dos mercados potenciales para las energías renovables, sean estos el mercado de compras conjuntas, donde el oferente comercializa con CAMMESA la energía que este generase, y el Mercado a Término de Energías Renovables (MaTER), que es el mercado privado dentro del cual se celebran contratos de compraventa de energía renovable.

Este último mercado fue creado en 2016 con el objeto de reglamentar un mecanismo de compra de energía eléctrica por libre acuerdo entre las partes para los grandes usuarios del MEM con demandas de potencia mayores o iguales a los 300 kW. Este último mercado permite a las los GU tener una alternativa para adecuarse a la ley 27.191 sin tener que participar del programa de compras conjuntas.

Por otro lado, en el mercado de compras conjuntas existe el beneficio de prioridad de despacho, del cual gozan las energías renovables. Este beneficio implica que, de dos centrales generadoras dispuestas a despachar su energía para que esta sea entregada a la demanda, cuando una sea proveniente de fuentes convencionales y otra proveniente de fuentes renovables, será el último generador quien despachará su energía, y en caso de no ser ésta suficiente, la central térmica podrá despachar la diferencia restante.

4.1. Compras conjuntas

Como se mencionó con anterioridad, los contratos que forman parte del mecanismo de compras conjuntas son aquellos celebrados entre CAMMESA y generadores de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, con el objetivo de alcanzar los porcentajes de participación de las energías renovables en la demanda del MEM según lo establecido por la ley 27.191.

Dichos mecanismos de compras conjuntas fueron implementados mediante los contratos R202 y mediante los procesos licitatorios RenovAr rondas 1, 1,5, 2 y 3; de los cuales los primeros (los contratos del tipo R202) no se hayan vigentes. Cada uno de estos contratos fueron procesos licitatorios en los cuales CAMMESA invitó a distintos oferentes de energía eléctrica renovable a presentarse. Cada uno de los distintos tipos de contratos tuvo características propias, las cuales se detallan a continuación.

Se comienza por describir los contratos R202. Estos fueron los primeros contratos de compras conjuntas. Durante esta licitación se celebraron 10 contratos en total, en los cuales se contrató 500 MW de potencia instalada en total. No se analiza en mayor profundidad este tipo de contratos ya que no se hallan vigentes y no fueron exitosos en su primera ronda, por lo que se descontinuaron.

Habiéndose descrito los contratos del tipo R202, se prosigue por describir las rondas licitatorias del tipo RenovAr, que fueron el segundo tipo de programas de abastecimiento en base a energías renovables. Existieron 4 rondas RenovAr, cada una de las cuales se detallan a continuación:

Las rondas 1 y 2 de RenovAr fueron destinadas a proyectos de pequeño y grande alcance. La ronda 1 de RenovAr fue destinada a energía del tipo eólica, solar fotovoltaica, biomasa, biogás, pequeños aprovechamientos hidráulicos; nótese que en esta ronda no hubo asignación de potencia requerida a biogás proveniente de rellenos sanitarios. La ronda 2 del programa incluyó el mismo tipo de tecnología que la ronda anterior, a las que se le adicionó el biogás proveniente de rellenos sanitarios. Para estas rondas las potencias máximas de licitación por tecnología fueron las siguientes:

Potencia requerida [MWh]	Eólica	Solar fotovoltaica	Biomasa	Biogás	Biogás de relleno sanitario	PAH
RenovAr 1	600	300	65	15	0	20
RenovAr 2	550	450	100	35	15	50

Tabla 4.1.1 Potencias licitadas por tecnologías en las rondas RenovAr 1 y 2.

	Eólica	Solar fotovoltaica	Biomasa	Biogás	Biogás RS	PAH
Precio máx. de adjudicación [US$/MWh]	56,25	57,24	110	160	130	105

Tabla 4.1.2 Potencias máximos por tecnologías en las rondas RenovAr 1 y 2.

Nótese que en ambas rondas licitatorias la mayor asignación de potencia fue para las tecnologías del tipo solar fotovoltaica y eólica, para las cuales la asignación del requerimiento de potencia fue siempre superior al 80% y, como se puede observar en el precio máximo de adjudicación son las más baratas.

La ronda 1,5 del programa RenovAr fue abierta únicamente a tecnologías del tipo eólica y solar fotovoltaica, a las cuales se les asignó un requerimiento de potencia de 400 MW y 200 MW respectivamente. Que se haya destinado un pliego licitatorio únicamente a este tipo de centrales de generación evidencia su rol predominante en el mercado de energías renovables y que serán los principales impulsores del desarrollo del mercado de energías renovables; lo cual no solo se debe a la disponibilidad de los recursos sino a sus bajos precios de mercado cuando estos se comparan con los de otras tecnologías.

Finalmente, los contratos RenovAr 3 fueron destinados a proyectos de pequeña envergadura, se denominó a esta ronda “MiniRen” y las energías participantes y la potencia a contratar fueron las que se detalla a continuación:

	Eólica/Solar fotovoltaica	Biomasa	Biogás	Biogás RS	PAH
Potencia requerida [MW]	350	25	10	5	10

Tabla 4.1.3 Potencias licitadas por tecnologías en las rondas RenovAr 3.

	Eólica/Solar fotovoltaica	Biomasa	Biogás	Biogás RS	PAH
Precios máximos [U$S/MWh]	60	110	160	130	105

Tabla 4.1.3 Precios máximos por tecnologías en la ronda RenovAr 3.

Los resultados de las licitaciones RenovAr, en términos de potencia contratada para cada tipo de tecnología son los siguientes:

Potencia contratada [MWh]	Eólica	Solar fotovoltaica	Biomasa	Biogás	Biogás RS	PAH
RenovAr 1	707	400	9	-	-	11
RenovAr 1.5	765	516	-	-	-	-
RenovAr 2	933	816	56	56	13	21
RenovAr 3	129	97	13	13	5	7

Tabla 4.1.4. Potencia adjudicada en cada ronda por tecnología.

De la tabla anterior se concluye que la potencia contratada puede ser superior a la máxima requerida, pero que las tendencias de potencia requerida se mantienen para la contratación de esta y que efectivamente las tecnologías que llevan la delantera son la eólica y la solar fotovoltaica. En particular para biogás obtenido a partir de rellenos sanitarios, es posible observar que la potencia instalada es relativamente chica cuando se la compara con las tecnologías líderes, pero que siempre que se licitó está tecnología existieron proyectos adjudicados.

Finalmente, se analiza la dispersión de los precios contratados para cada tecnología. Gráficamente se observa lo siguiente:

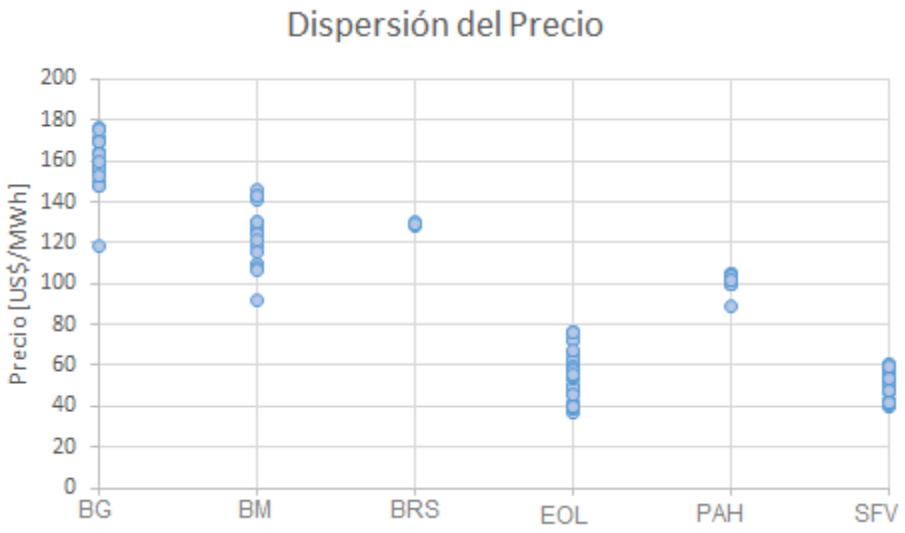


Figura 4.1.1. Dispersión del precio por tecnología en las rondas RenovAr.

En la gráfica es posible observar la dispersión de los contratados para cada tipo de tecnología, y se concluye que, en términos generales para las energías para las que se presentan mayor cantidad de ofertas, independientemente del precio máximo de adjudicación, la dispersión es aproximadamente 40 US$/MWh. Este último comportamiento no es observable para el biogás, y una de las causas adjudicables es que al ser una tecnología incipiente y poco desarrollada no se presentan cantidades de oferentes comparables con las de otras tecnologías.

4.1.1. Proceso licitatorio de compras conjuntas

Para la descripción del proceso licitatorio se tomarán como referencia los pliegos de bases y condiciones de las rondas 1, 2 y 3 de RenovAr ya que la ronda 1,5 no aplica al tipo de tecnología que se estudia.

Para todos los tipos de contratos el proceso licitatorio dura cinco meses desde que CAMMESA pública el pliego RenovAr y los documentos definitivos asociados a este. Cumplidos dos meses luego que CAMMESA realiza las publicaciones los oferentes deben presentar las ofertas. Un mes después se adjudican las ofertas, para finalmente durante el quinto mes realizar la firma de los contratos.

Para presentarse al proceso licitatorio las empresas ofertantes deberán presentar una serie de formularios que deberán incluir documentación fiscal de la organización y un certificado fiscal para Componente Nacional, un cronograma de inversiones, un documento en donde se declare la naturaleza de la oferta acompañada de documentación de requerimientos técnicos entre los cuales se destacan: habilitación ambiental, acceso a la capacidad de transporte y uso del suelo. En el formulario de propuesta económica los oferentes deberán detallar: la central de generación y tipo de tecnología comprometida, punto de interconexión, precio ofertado, potencia ofertada, energía comprometida y energía comprometida mínima.

La selección de ofertas de realiza ordenando para cada tecnología a los oferentes por precio ofertado ajustado creciente, contratándose de forma ordenada la potencia total ofertada de las ofertas más baratas. Por presentarse a la licitación el vendedor deberá afrontar los costos del proceso.

4.1.2. Análisis de cláusulas principales del contrato RenovAr

Para todos los tipos de contratos se define un período de abastecimiento de 20 años de duración a partir de la habilitación comercial de la planta. Durante dicho período será obligación del vendedor abastecer al comprador la energía contratada y será obligación del comprador pagar por la energía abastecida. En caso de que por algún evento de fuerza mayor el vendedor no pueda abastecer la energía comprometida, se extiende la duración del período de abastecimiento el equivalente a la cantidad de días del evento de fuerza mayor.

A la vez, se establece que el vendedor se obliga a construir y poner en operación la central de generación en el sitio durante un período de 730 días luego de celebrado el contrato. Se admiten retrasos de hasta 180 días. En caso de no cumplirse con las fechas pautadas para la puesta en marcha de la plata, el vendedor pagará un monto de mil trescientos ochenta y ocho Dólares

(US$1.388) por cada megavatio de Potencia Contratada por cada día de retraso en alcanzar la Fecha de habilitación comercial con respecto a la fecha programada de habilitación comercial.

Para las licitaciones del tipo RenovAr 1 y 2 existe el concepto de “costo de diferencia”, que será una multa que el generador deberá pagar en caso de no entregar la energía contratada durante un año y su valor es igual a 160 dólares por megavatio-hora no suministrado.

A los efectos de su cálculo, se definen los siguientes conceptos en los pliegos de bases y condiciones:

- “Energía Comprometida”: significa la energía eléctrica que el Oferente se compromete a suministrar por Año de Producción durante el plazo de vigencia del Contrato de Abastecimiento, que no debe ser menor al nivel de generación con un noventa por ciento (90%) de probabilidad de excedencia (P90) del Proyecto, certificado en el RPE.

- “Energía Comprometida Mínima”: significa la energía eléctrica que el Oferente se compromete a suministrar como mínimo por Año de Producción durante el plazo de vigencia del Contrato de Abastecimiento, que no debe ser menor al nivel de generación con un noventa y nueve por ciento (99%) de probabilidad de excedencia (P99) del Proyecto, certificado en el RPE.

Habiendo dicho lo anterior, en el caso que, durante cualquier año de producción, la energía abastecida sea menor a la energía comprometida pero mayor a la energía comprometida mínima, el vendedor podrá abastecer la energía contratada necesaria para cubrir tal deficiencia de Abastecimiento durante el siguiente año de producción. Si a energía ajustada durante el año de recupero no cubre la diferencia anterior, el generador debe pagar a CAMMESA durante los tres primeros meses del año de producción posterior el costo de diferencia por cada megavatio-hora de diferencia.

En caso de que el comprador no cumpla con sus obligaciones el vendedor tiene el derecho al cese del contrato.

Finalmente, para todo tipo de contratos RenovAr, para garantizar el cumplimiento de sus obligaciones bajo el presente Contrato, el Vendedor deberá entregar al Comprador, en la Fecha de Suscripción, la Garantía de Cumplimiento del Contrato por un monto igual a doscientos cincuenta mil Dólares (US$250.000) por cada megavatio de Potencia Contratada.

4.2.MaTER

Se analiza el Mercado a Término de Energías Renovables. Como se mencionó anteriormente, en este mercado se celebran contratos por libre acuerdo entre las partes. Este mercado agrupa a todos aquellos grandes usuarios (mayores y menores) del MEM, generadores y distribuidores de gran

demanda que declaren su salida del proceso de abastecimiento energética mediante CAMMESA y a todos aquellos generadores de energía proveniente de fuentes renovables que estén dispuestos a abastecerla.

Al ser este mercado un mercado sin agentes intermediarios en la celebración del contrato, es un mercado en el cual la señal de competencia es el precio por MWh contratado. Por lo anterior, en este mercado los únicos generadores oferentes de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables son las energías eólicas y solar fotovoltaica ya que son las que lideran el mercado en términos de costos.

Desde su inauguración en 2017 en MaTER se contrató un total de 1093,6 MW, de los cuales 866,1 MW fueron brindados por generadores de energía eólica y 227,5 fueron de fuentes solares fotovoltaicas. Nótese que no existe jurisprudencia de prestadores de energía proveniente de biogás obtenido de rellenos sanitarios y esto ocurre debido a los bajos costos de la energía en este mercado. Los precios de venta por MWh en este mercado se concentran entre los 50 US$/MWh y los 70 US$/MWh, estando estos fuertemente apalancados hacia la cota inferior, esto se debe a que los proveedores, en su totalidad, de este mercado, son generadores solares y eólicos que poseen costos significativamente más bajos que las bioenergías, como se describió en la comparación de tecnologías.

Tomándose como referencia los costos de generación de energía eléctrica para biogás de rellenos sanitarios provistos por la International Renewable Energy Agency en su publicación Renewable Power Generation Costs 2018 se adopta un costo de 80 US$/MWh, superior a los precios de mercado, por lo que ni aún vendido al costo la energía el MaTER parecería ser un mercado objetivo para el biogás.

Sin embargo, teniendo en cuenta lo dictaminado por la ley 27.191. se detecta una potencial oportunidad de entrada dado el caso que los usuarios del MaTER no cumplan con el porcentaje de consumo de energías renovables exigidos por la ley que anteriormente se menciona debido a que los oferentes de energía de este mercado no puedan satisfacer la demanda. Dada la situación en que los grandes usuarios del mercado eléctrico mayorista no cumplan con los requisitos de la ley, la resolución MEyM 0285/2018 establece que todos los grandes usuarios que no cumplan con el mínimo provisto por la ley serán penalizados con una multa equivalente al costo variable de producción de energía eléctrica correspondiente a la generación cuya fuente de combustible sea el gasoil importado por la diferencia entre el objetivo de la ley 27.191 y lo que efectivamente cada agente consumió.

Se procede por analizar el costo por unidad no abastecida de energía renovable y se lo compara con el costo de producción del proyecto que se analiza para determinar si efectivamente puede evaluarse o no la oportunidad de entrada. Para estimar el valor de los costos variables de

generación de energía a partir de gasoil importado se lo acota entre el valor internacional del gasoil y el del costo de generación de las generada a partir de gasoil importado. Se adopta como cota mínima de la multa al precio del gasoil por MWh provisto por la United States Energy Information Administration equivalente a 5,8 US$/MWh y se toma el valor superior de la cota como el costo de generación de la energía convencional, equivalente a 30 US$/MWh según reporta CAMMESA.

En el caso en que los grandes usuarios incurran en el pago de esta multa, estarán comprando energía proveniente de fuentes convencionales, por lo que el costo de la energía con el cual se debe comparar el costo de generación de energía a partir de biogás es igual al precio de mercado de la energía convencional en el MEM, estimado en 40 US$/MWh adicionado al precio de la multa.

Con lo anterior, se obtiene un rango del costo de la energía multada comprendido entre 45,8 US$/MWh y 70 US$/MWh. Los anteriores valores son siempre inferiores a los costos de generación de 80 US$/MWh, por lo que se descarta la oportunidad de entrada.

Luego, una vez desarrollado el modelo económico, se evalúa la viabilidad con estos precios. Tomando como máximo lo limitado por la ley 27191 que es de 113 U$D/MWh para este tipo de contrato.

Después del análisis de riesgos, se concluye que este mercado queda como segunda opción en caso de que no se pueda ganar una licitación o no se lance un programa de licitaciones. Sigue teniendo valores atractivos de rentabilidad, pero es más riesgoso que un contrato directo con CAMMESA.

4.3. Conclusión del canal y estrategia de entrada

Se define, entonces, como canal de entrada al mercado de compras conjuntas para el cual se define el precio ofertado y la potencia a ofertar en la sección de Análisis de precio y cantidad, con su posterior modificación en el estudio económico financiero y de riesgos, para así maximizar la probabilidad de ganar la licitación, manteniendo la probabilidad de rentabilidad en valores aceptables (50% y 90%)

5. Análisis de demanda

Para realizar el análisis de demanda se segmenta la demanda en tres subgrupos según el destino final que se le dará a la energía comerciada en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Estos son: demanda de energía eléctrica residencial, demanda de consumos intermedios de energía, destinados a la actividad comercial y a pequeñas industrias y demanda de grandes usuarios del mercado eléctrico mayorista, mayormente destinada al sector industrial.

Cada una de las anteriores categorías se define como:

a. Consumo residencial:

- Residenciales mayores 2800 kWh bimestral

- Residenciales mayores 1400 kWh y menores o iguales 2800 kWh bimestral

- Residenciales mayores 1000 kWh y menores o iguales 1400 kWh bimestral

- Residenciales menores o iguales 1000 kWh bimestral

b. Consumos intermedios:

− Menores 10 kW no residenciales con consumo Menor 4000 kWh bimestral

− Menores 10 kW no residenciales con consumo Mayor o igual 4000 kWh bimestral

− Alumbrado Público

- Mayor o igual 10 kW y menor a 300 kW no residenciales

c. Grandes consumos:

– Mayor o igual a 300 kW no residenciales

El primer análisis será un análisis del tipo gráfico en el cual se pueda observar el comportamiento de cada una de las demandas y validar gráficamente que sendos comportamientos difieren. Se realizan gráficos con demandas mensuales y anuales totales, los cuales se muestran a continuación:

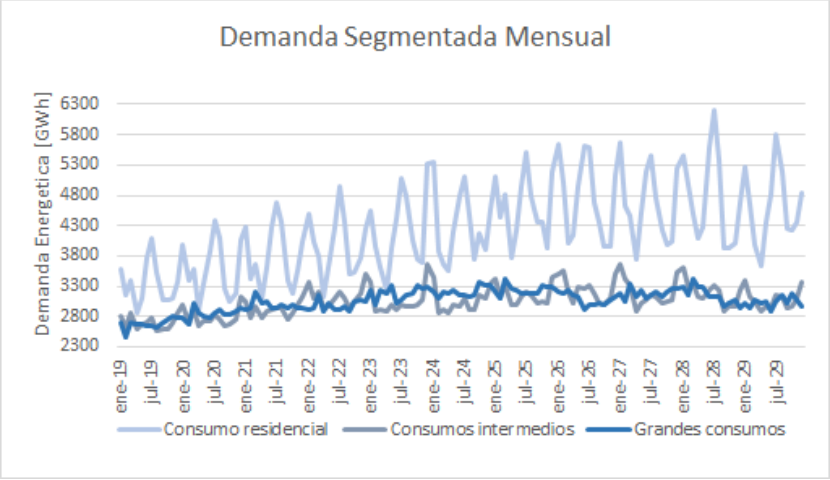


Figura 5.0.1 Demanda histórica mensual segmentada por tipo de consumidor.

De observar el gráfico de demanda segmentada mensual se puede concluir que la demanda residencial de energía eléctrica presenta una marcada estacionalidad mensual; dicha estacionalidad se asocia a los cambios de temperatura, que inducen a un aumento de la demanda de energía eléctrica asociada a los sistemas de calefacción y refrigeración domiciliarios. Por otro lado, en el mismo gráfico se explicita que para la demanda de medianos consumos se observa cierto grado de estacionalidad, similar al de la demanda residencial, el cual se explica de manera análoga debido a que los consumos intermedios son principalmente comercios y oficinas; mientras que para la demanda de grandes consumos energéticos no se observa un patrón claro de estacionalidad, lo se explica teniendo en cuenta que el consumo de grandes usuarios está principalmente asociado a la actividad industrial y que, por ende, los principales drivers de consumo energético serán indicadores de producción y utilización de la maquinaria, por ejemplo.

Para analizar la validez de la última hipótesis se evalúa la relación del índice de Utilización de la Capacidad Instalada en la Industria, reportado mensualmente por INDEC y el consumo de grandes usuarios (mayormente industriales). Para ello, se grafican de modo conjunto las variaciones del índice anteriormente mencionado y de la demanda de grandes consumos energéticos para todos los meses comprendidos de 2016 a 2019 y se obtiene el siguiente gráfico:

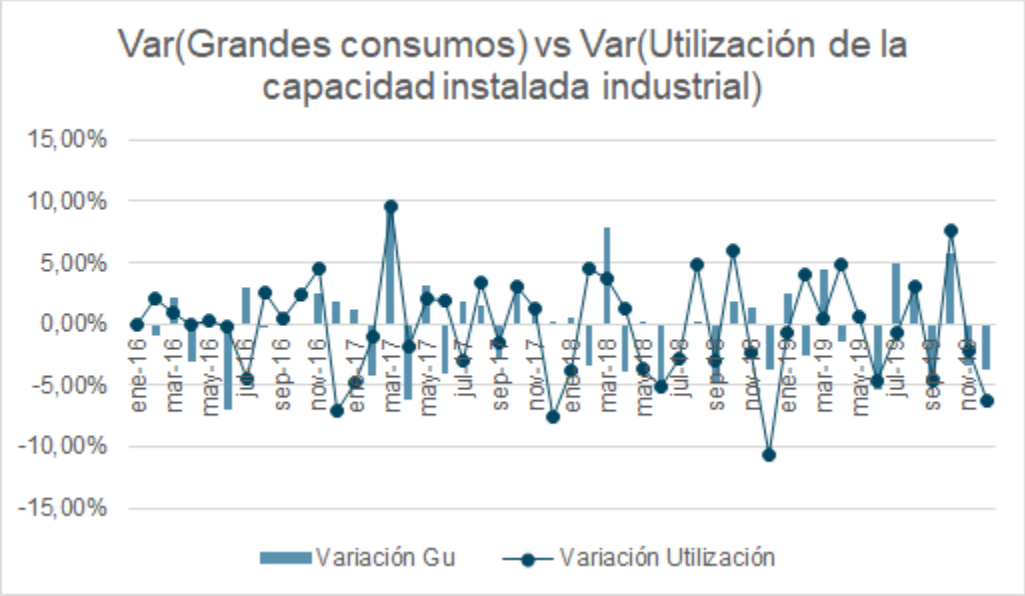


Figura 5.0.2. Variación histórica de demanda de grandes consumos vs variación de capacidad instalada industrial.

En el gráfico se observa una evidente relación entre ambas variables ya que, en términos generales, ambas presentan picos y valles de modo simultáneo. Sin embargo, la correlación no es perfecta y eso se puede explicar al considerarse que hay cierto consumo de energía fijo debido no solo a la

operación de la planta de cada industria sino también asociada a las actividades de comercialización.

Finalmente, para analizar gráficamente con mayor profundidad la estacionalidad de cada tipo de demanda se calcula el porcentaje de la demanda correspondiente a cada mes para cada segmento y se obtienen los siguientes coeficientes:

Figura 5.0.3. Estacionalidad de demanda residencia.

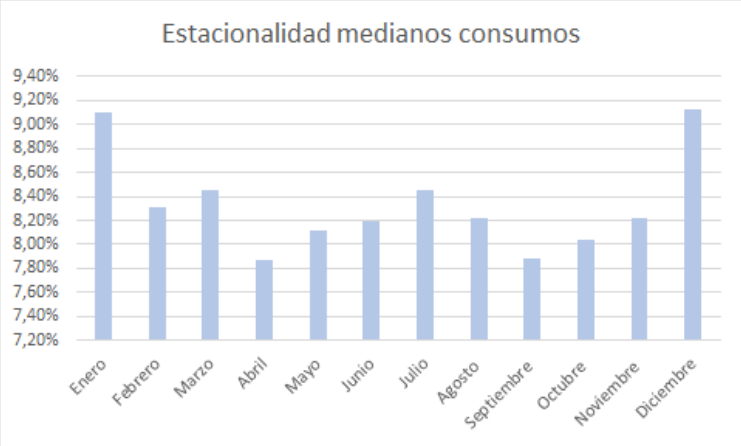


Figura 5.0.5. Estacionalidad de la demanda de consumidores medianos.

Figura 5.0.6. Estacionalidad de la demanda de grandes usuarios.

De observar los gráficos anteriores puede claramente apreciarse estacionalidad en los tres tipos de demanda. A nivel residencial se cumple que los picos de demanda de energía eléctrica ocurren en los meses de mayores y menores temperaturas, centrados en los meses de julio y enero. Dichos picos de demanda asociados a la dispersión de la temperatura se adjudican, en los meses calurosos, al hecho que a nivel residencial se utilizan sistemas de refrigeración y calefacción a base eléctrica. Con lo anterior, se satisface la hipótesis inicial de estacionalidad.

En cuanto a los medianos consumos, se observa que estos siguen un patrón estacional similar al del consumo energético residencial, pero que el incremento de la demanda es menos marcado en los meses de bajas temperaturas. Esto se debe a que en Argentina se utiliza gran parte del gas natural producido para la calefacción, reemplazando en el sector comercial parte de la calefacción a base eléctrica por calefacción a combustión. En cuanto a esto Enargas aporta que durante los meses fríos se da prioridad de uso residencial y comercial del combustible, reduciendo la oferta disponible, tanto para uso industrial como generación que admita interrupción de abastecimiento. (Enargas, 2020)

En cuanto a los grandes consumos de energía eléctrica, también se observa un patrón de estacionalidad, el cual no imita la lógica de las dos categorías anteriores; sino que presenta un significativo pico de la demanda industrial en el mes de marzo y una variación cíclica de picos y valles durante el resto del año. Con lo anterior, se cumple el supuesto que la demanda grandes usuarios no se ve afectada significativamente por la temperatura, sino que, como se mencionó con anterioridad, se relaciona con parámetros industriales como la utilización de la maquinaria, asociada, entre otros aspectos, a la demanda que cada sector industrial abastece.

A continuación, se procede a graficar la demanda segmentada anual, con el fin de evaluar la tendencia de cada sector:

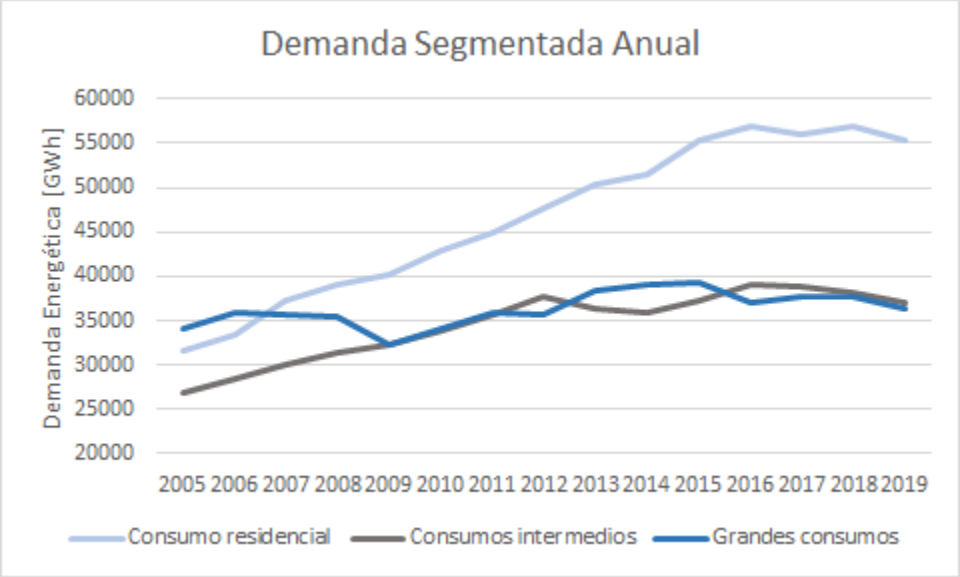


Figura 5.0.7. Demanda histórica segmentada por tipo de consumidores desde 2005 a 2019.

Del análisis gráfico de la demanda segmentada anual se concluye que para los distintos segmentos de consumo se observan distintos comportamientos tendenciales.

En principio, es posible observar que el sector residencial presenta una tendencia creciente muy pronunciada, mientras que el sector comercial (medianos consumos) presenta una tendencia de crecimiento leve y el sector industrial (grandes consumos) no parece presentar tendencia de crecimiento ni de decrecimiento. Para explicar los distintos grados de tendencias se buscarán variables explicativas del tipo macroeconómicas. Sin embargo, respecto a la demanda residencial, el aumento de puede deber tanto debido al aumento de la población, como al aumento de la subsistencia individual y a la constante incorporación de electrodomésticos en los hogares. Además, de observar el gráfico es posible observar que, tanto para grandes consumos en 2009 como para consumos intermedios en 2014, se presentan baches anómalos, que no se corresponden con las tendencias de dichos consumos.

Respecto de la caída en los grandes consumos energéticos, se debe recordar que, como se mencionó anteriormente, estos consumos se explican mayoritariamente por la actividad industrial, la cual sufrió la caída más grande registrada en la economía nacional en mayo de 2009 según el indicador EMAE (estimador mensual de actividad económica) de INDEC. En mayo del 2009 el EMAE reflejo una caída interanual de 13,6% debido a la repercusión en Argentina de la Gran Recesión que ocurrió entre 2008 y 2009 a nivel mundial y que produjo una depresión del intercambio internacional. Dicha depresión tuvo efecto en el sector industrial en Argentina debido a que las industrias que dependían de insumos importados debieron finalizar u contraer su

operación, de modo análogo que ocurrió con las industrias dedicadas, aunque sea parcialmente, a la exportación; naturalmente, una caída en la producción industrial se tradujo en una disminución del consumo energético de dicho sector.

Por su parte, respecto de los consumos intermedios, se debe recordar que estos se explican principalmente por el sector comercial y pequeñas industrias. Según la Cámara Argentina de Comercio en 2014 el comercio sufrió una caída del 7,6% respecto del monto alcanzado en 2013, así como también se registraron atrasos significativos a nivel nacional en los pagos de los salarios, lo que reforzó la caída del comercio. Ese mismo año, el INDEC reportó que la economía argentina sufrió una fuerte desaceleración en 2014, registrándose un aumento del PBI de tan solo 0,5%, lo cual tuvo un impacto directo en el consumo interno. Dicha caída en el consumo interno se reflejó en una caída del sector comercial, el cual demando menor cantidad de insumos, entre ellos energía.

Por otro lado, tomando como referencia escenarios energéticos realizados por el Ministerio de Energía, se deben mencionar ciertos aspectos que podrían modificar a futuro el comportamiento de consumo de energía eléctrica. Dichos cambios podrían deberse principalmente a medidas gubernamentales de promoción de ciertas tecnologías de mayor eficiencia energética, como también al desarrollo de mejores métodos de utilización de tecnología de gran impacto en la matriz energética.

Habiéndose mencionado lo anterior, como primer motivo de ahorro se considera el aumento de la eficiencia energética de los electrodomésticos, principalmente debido a políticas de incentivo y a la incorporación de regulaciones que establezcan mínimos de eficiencia a los fabricantes de este tipo de productos; el efecto agregado de esta situación es que el crecimiento de la demanda eléctrica, principalmente residencial se verá ralentizado. Por otro lado, se consideran mejoras en los sistemas de alumbrado público. Actualmente, en varios puntos del país como ser CABA y algunos municipios del Conurbano Bonaerense que se encuentran en el principal centro de consumo eléctrico de la Argentina se está migrando a un sistema de alumbrado público y también residencial con dispositivos LED. Esta transición podría generar ahorros energéticos significativos, ya que la tecnología LED es significativamente más eficiente que la iluminación tradicional y la participación dentro de consumo por parte de la iluminación es elevada. En la Ciudad de Buenos Aires el efecto de la implementación de este tipo de tecnología de iluminación permite una disminución de 50% del consumo eléctrico destinado al alumbrado, lo que es equivalente a 85000 MWh al año (consumo energético anual de 25.300 hogares).

A su vez, a nivel global se observan tendencias en cuanto al cambio hacia métodos de climatización más eficiente como lo son las bombas de calor. Las bombas de calor funcionan mediante energía eléctrica, por lo que es probable que ocurra una penetración de mercado profunda de este tipo de tecnología en el mercado argentino. En contrapartida a las mejoras anteriores, el resultado

agregado de esta mejora es un aumento considerable del consumo eléctrico en el país debido a estas tecnologías que intentan suplantar la calefacción mediante gas natural.

Teniendo en cuenta los tres efectos mencionados en los párrafos anteriores, se esperan cambios tanto de eficiencia energética como de incremento del consumo por cambio de tecnologías en el futuro no muy lejano. Considerando un año como el 2016, el ahorro por electrodomésticos y por uso de luces led en alumbrado público representarían un 3% y 6% de la demanda total respectivamente, y el nuevo consumo por uso de bombas de calor representaría un 8% de la demanda, por lo tanto, se toma como supuesto que el efecto neto de estas dos situaciones planteadas será nulo, por lo que no se considerara un efecto significativo por parte de estos escenarios en los modelos de proyección.

Adicionalmente, al observarse los gráficos de demanda anualizada de cada sector, en los cuales se evidencia la tendencia, resulta llamativa la diferencia del comportamiento de las demandas residencial y comercial en contrapartida con la demanda industrial. A su vez, se exhibe que la tendencia de crecimiento residencial es muy superior a la del sector comercial.

En primer lugar, se analiza el comportamiento de la demanda residencial. Para ello, se descubrió que además de poder estar relacionada fuertemente al aumento de la población, como al aumento de la subsistencia individual y a la constante incorporación de electrodomésticos en los hogares; existe una fuerte relación entre la demanda energética residencial y los subsidios a la energía eléctrica destinados al sector residencial que, según informó la Secretaría de Gobierno de Energía en enero de 2019, el porcentaje del subsidio estatal al consumidor final era a la fecha del 38,9%.

La anterior correlación debe tenerse en cuenta ya que los datos de demanda, con los que se cuenta a partir del 2005, contemplan siempre el consumo de energía subsidiada y, al no ser esta una política sustentable en el largo plazo se debe tener en cuenta su efecto sobre la demanda residencial. Téngase en cuenta que los subsidios no se incluirán en las proyecciones debido a la falta de datos previos y a la dificultad de proyección de los subsidios energéticos. A continuación, se presenta el análisis:

Se parte de la hipótesis que a mayor porcentaje de la energía residencial subsidiada mayor será la demanda de energía eléctrica ya que se trata de un bien superior. Para validar dicha hipótesis, se tendrán en cuenta datos de subsidio a la energía eléctrica residencial como porcentaje del gasto público provistos por IAE “General Mosconi” en 2015 y se los compara contra la demanda histórica residencial para los años comprendidos entre 2005 y 2014. Gráficamente la relación se evidencia:

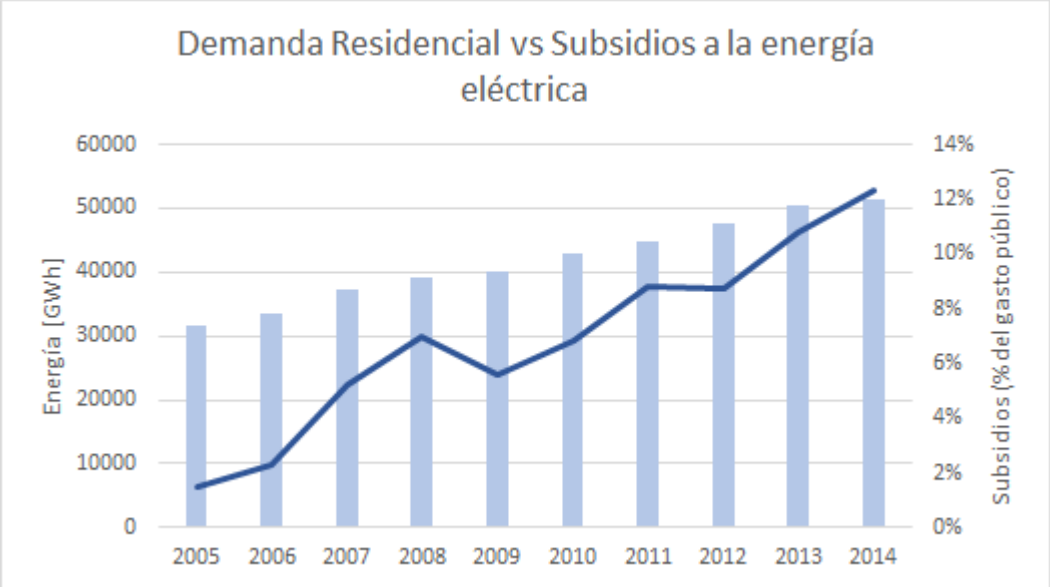


Figura 5.0.8. Evolución de demanda residencial contra evolución de los subsidios al consumo energético.

Puede observarse que aparenta haber una relación directa entre subsidios y demanda eléctrica residencial. Se supone que el subsidio, al reducir el precio final para el consumidor, incentiva el aumento de su consumo. Para validar estadísticamente la existencia de dicha relación se realiza una regresión lineal que relacione ambas variables y que calcule el coeficiente que relacione a ambas para permitir cuantificar el impacto de los subsidios en la demanda de energía eléctrica residencial.

Se realiza la regresión y se obtienen los siguientes resultados:

$$\text{Energía} = 25509 + 193756\,\text{Subsidios} \quad (1)$$

La anterior reporta un coeficiente R^2 de 95%, lo cual significa una excelente bondad de ajuste entre ambas variables. Además, el modelo es significativo tanto en la prueba F como la individual de los coeficientes, cómo es posible observar en el siguiente cuadro resumen.

Análisis de Varianza

Fuente	Valor F	Valor crítico de F	Estadístico t
Regresión	157,74	0,00	
Subsidios	-	-	12,56

Tabla 5-0-2. Tabla ANOVA de regresión entre demanda residencial y subsidios al consumo energético.

Se concluye entonces que los subsidios los subsidios energéticos de los gobiernos de turno anteriores generaron cierto incentivo al consumo residencial y dicha relación se estima como 193756 GWh consumidos anualmente por punto porcentual (en base 1) del gasto público dedicado al subsidio de la energía eléctrica residencial.

A su vez, esto se puede trasladar al motivo por el cual las energías renovables fueron de principal interés durante la gestión anterior. Con crecientes precios para la generación convencional de energía, principalmente de combustibles como gasoil y fueloil, el sostén de una estructura de subsidios en el largo plazo con demanda creciente será excesivamente costosa. Aquí, las energías renovables de precios más competitivos otorgan la posibilidad de reducir este tipo de subsidios de modo gradual, evitando la generación de desbalances macroeconómicos. Recuérdese que, en la introducción del proyecto, cuando se analizan los costos de las diferentes tecnologías para las energías renovables se identificó una tendencia sostenida hacia la disminución en los precios. Además, si se comparan los LCOE de la tecnología térmica de ciclos combinados con la energía eólica sus valores son 50,33 U$S/MWh y 59,58 U$S/MWh, entre las cuales hay una diferencia menor a tan solo 10 U$S/MWh, brecha que de observar las tendencias tiende a la disminución.

Finalmente, se concluye el análisis preliminar de la demanda analizando el consumo de grandes usuarios del mercado eléctrico, y se busca justificar la inexistencia de tendencia creciente o decreciente para este sector.

Para comenzar a comprender este sector se debe analizar cómo se compone, para ello se toman datos de demanda de 2018 y 2019, se los agrupa por tipo de industria y se obtienen las siguientes categorías y su participación:

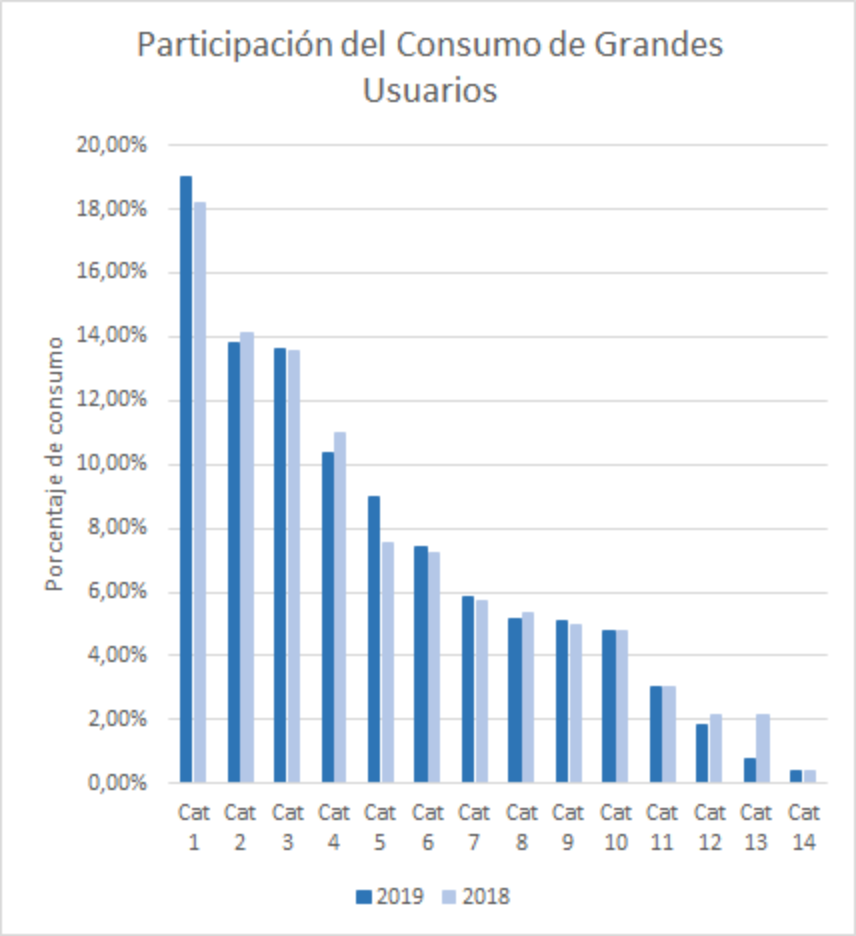


Figura 5.0.9 Participación de consumo de grandes usuarios según rubro.

Donde cada una de las anteriores categorías es:

- Categoría 1: Industrias de la alimentación y consumo masivo.
- Categoría 2: Industrias químicas, del caucho, plástico y materiales minerales no metálicos.
- Categoría 3: Comercio y servicios, principalmente supermercados y centros comerciales.
- Categoría 4: Industria de productos metálicos no automotores.
- Categoría 5: ALUAR.
- Categoría 6: Agua y transporte público.
- Categoría 7: Extracción de petróleo.
- Categoría 8: Industria de la construcción, producción de cemento y canteras

- Categoría 9: Industrias de derivados del petróleo.
- Categoría 10: Industrias de la madera y el papel.
- Categoría 11: Industria textil.
- Categoría 12: Industria automotriz.
- Categoría 13: Extracción de minerales.
- Categoría 14: Cargas y puertos.

En la gráfica se puede observar que la demanda de grandes consumos eléctricos se compone principalmente de industrias, dentro de las cuáles no existe un rubro significativamente predominante por sobre la totalidad del resto. Sin embargo, si es posible observar que la industria de mayor participación en el consumo es la industria alimenticia y de consumo masivo. A su vez, de observar el gráfico es posible observar que en ambos años la participación de cada industria en los grandes consumos de energía eléctrica se mantiene aproximadamente constante salvo para la industria de extracción de minerales cuya demanda cae en un 65% a 2019 debido a que la minera Alumbrera modificó su modalidad de extracción de cobre, oro y molibdeno. También en posible observar que no hay categorías entrantes. Dicha constancia de consumo se condice con la falta de tendencia que se observa entre 2005 y 2019 en la gráfica de demanda acumulada anual.

Para explicar dicha estabilidad de la demanda grandes usuarios, principalmente industriales, se propone la hipótesis que esto se debe a que para el horizonte temporal para el que se cuenta con datos (a partir de 2005), como política pública existió un alto grado de proteccionismo de las industrias, lo que generó como consecuencia una pérdida de la competitividad de la industria nacional, y se tradujo en que para dicho período la inversión de gran envergadura, como ser la inversión dedicada a la industria, se convirtiese en inversión esporádica en la república Argentina. En sintonía con lo anterior, según los últimos datos disponibles del Observatorio de Empleo y Dinámica Empresarial brindados por el Ministerio de Producción y Trabajo de la Nación, correspondientes a 2016, en el país existían alrededor de 606.000 empresas privadas registradas generadoras de empleo, de las cuales el 98% correspondían al segmento Pymes y eran responsables del 65% del empleo privado. Las cifras anteriores enfatizan la pobre participación en la economía argentina del sector industrial.

Para explicar lo anterior, se propone el índice de libertad económica reportado por Heritage , y se grafica la variación del consumo total de grandes usuarios contra la variación interanual del índice y se obtienen los siguientes resultados:

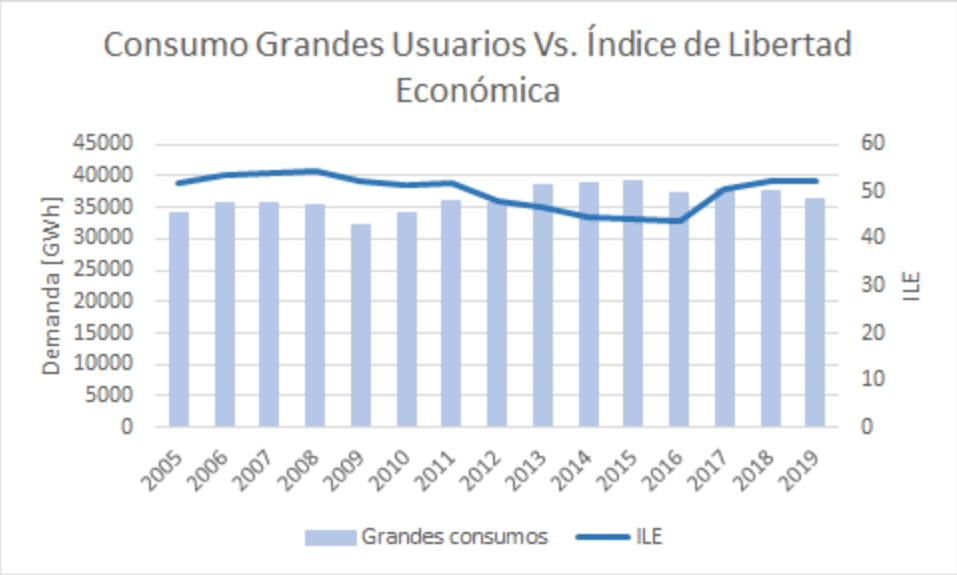


Figura 5.0.10. Evolución histórica de índice de libertad económica vs consumo de grandes usuarios.

En la gráfica anterior se observa que salvo para el período comprendido entre 2013 y 2016 el índice de libertad económica y la demanda de grandes usuarios del mercado eléctrico mayorista se hallan fuertemente relacionados. Dicho período fue el período de transición del último mandato de Cristina Fernández de Kirchner a Mauricio Macri, por lo que fue una época de gran inestabilidad política. Se propone este índice ya que se compone 4 pilares centrales: la efectividad de la gobernación, la participación del Estado en la economía y la libertad monetaria, laboral, de mercado, de inversión y financiera. Con lo anterior, el índice se considera pertinente para analizar el sector de grandes usuarios, mayoritariamente industrial, que es altamente dependiente del acceso a la inversión y al comercio.

A su vez, para entender con mayor profundidad el mercado de grandes consumos eléctricos, esté se puede dividir en 4 categorías:

1. Grandes Usuarios Menores (GUMES): Son aquellos cuya demanda de potencia para consumo propio es mayor o igual a 30 kW y menor a 2000 kW.

2. Grandes Usuarios Mayores (GUMAS): Son aquellos cuya demanda de potencia para consumo propio es mayor o igual que 1 MW, y de energía igual o superior a 4380 MWh anuales.

3. Autogeneradores.

4. Distribuidores.

De los anteriores, las primeras dos categorías corresponden a los grandes usuarios de mayor participación en el mercado; mientras que el resto de los usuarios de menor participación en el mercado se abastecen de energía eléctrica mediante distribuidores los distribuidores del mercado eléctrico mayorista. Ninguna de estas categorías contempla a autogeneradores, principalmente ALUAR e YPF.

Para explicar GUMAS y GUMES se encontró que estas se relacionan fuertemente con el Índice de Producción Manufacturera según se detalla en el gráfico a continuación. Debe tenerse en cuenta que el IPI no se utilizará para proyectar la demanda debido a su dificultad de proyección durante el ciclo de vida del proyecto, pero se utiliza para comprender las dinámicas del mercado.

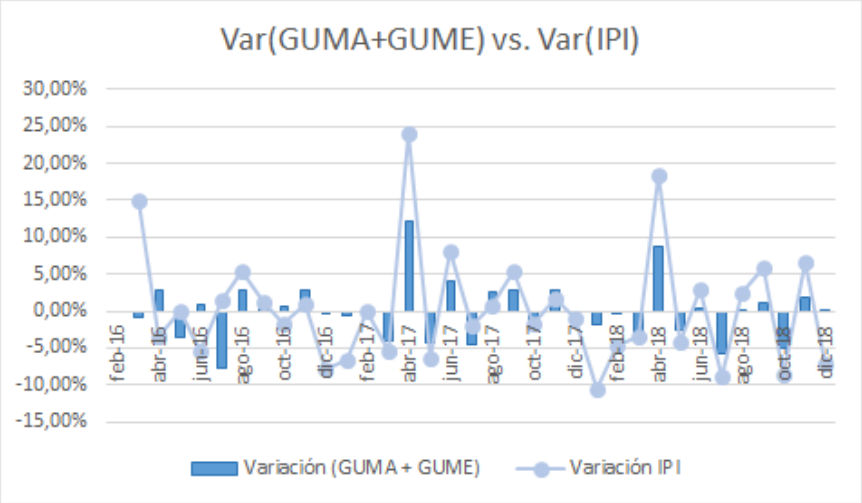


Figura 5.0.11. Variación de consumo de GUMEs y GUMAs comparado con la variación del IPI (2016-2018)

En la gráfica se exhibe la fuerte relación entre la variación del IPI y del consumo de GUMAS y GUMES, ya que ambos presentan picos y valles de modo simultáneo. La fuerte relación se explica teniendo en cuenta el gráfico de composición que se presentó anteriormente y considerando que GUMAS y GUMES se componen por las industrias de mayor participación en el consumo, las cuales son manufactureras.

Para distribuidores no se encontró un indicador explicativo, y esto se debe a que sirve a una amplia variedad de clusters de industrias, cuya demanda es poco representativa y por ende las variaciones entre ellas se compensan y se comporta aproximadamente constante.

5.1.Proyecciones de demanda

Para la realización de las proyecciones de demanda debe tenerse en cuenta que, si bien en para cada una de las demandas se evidencia un patrón de estacionalidad mensual, se realizan proyecciones anuales a largo plazo, ya que se estima que el proyecto tendrá una duración de 20

años. Además, el tipo de tecnología que se espera utilizar no puede ser de características intermitentes, no pudiendo así, por ejemplo, ingresar al mercado como generadores de potencia en frio, abasteciendo picos de demanda del tipo estacional. Además, se espera que el ingreso al mercado sea del tipo contractual anual, aplicando además al sistema de prioridad de despacho por ser generador renovable, por lo que la cantidad a producir será más estática que dinámica, dentro de cierto rango de producción de biogás. Por todo lo anterior, para cada modelo seleccionado se realizar 25 proyecciones ya que se asume que la construcción de la planta comenzará en 2021, demorará un aproximado de 4 años y que las misma operará durante 20 años, periodo que se espera que durará el proyecto.

Para cada una de las demandas se elegirá una serie de variables explicativas a testear, cada una acompañada por una hipótesis que explique cualitativamente la relación de causalidad entre la variable explicativa y la variable predicha. La metodología de armado y selección de modelos, así como los datos estadísticos en función de los cuales se seleccionaron los modelos se anexan.

5.1.1. Consumo residencial

Para explicar la demanda del consumo residencial de energía eléctrica, se proponen como variables explicativas las que se detallan a continuación, con las siguientes hipótesis asociadas:

a. PIB real a precios constantes de 2010[Miles de millones de dólares]

   Se evalúa la hipótesis que a mayor PIB real mayor será el nivel de actividad de la economía, por ende, mayor será el ingreso disponible y mejor será la calidad de vida de los individuos, aumentando la demanda de bienes y servicios, entre ellos de la energía eléctrica.

b. PBI real per cápita a precios constantes de 2010 [Dólares/persona]

   Se propone el PIB real per cápita como un indicador del bienestar económico de los individuos, aumentando su capacidad de compra y calidad de vida, aumentando la demanda electrodomésticos y de servicios como ser la energía eléctrica.

c. 1/Población [1/persona]

   Se considera que existe relación inversamente proporcional entre 1/población y el consumo energético de esta misma, esperando obtener un coeficiente de regresión negativo. Así, la energía demandada tendrá una relación creciente con la población, pero la relación no será lineal.

   Con la variable 1/población se busca analizar que existe un cierto límite al consumo que genera el incremento de la población en el consumo residencial, tanto por limitaciones

técnicas como de inversión; de allí la relación hiperbólica que se define, y es por ello que se espera que una variable como PBI real, indicadora de la riqueza generada en una nación, empiece a tener más peso en los modelos planteados posteriormente. Se aclara que para analizar los modelos que incluyen esta variable, se multiplica por un millón a la inversa de la población por motivos de escala y comodidad de manejo de los números.

En la actualidad, uno de los principales límites al crecimiento que enfrenta la economía argentina es su alta dependencia de las divisas extranjeras acompañada de su baja capacidad para generar las necesarias para incentivar el consumo y la inversión. El efecto agregado de dicha combinación de variables es un proceso de desindustrialización debido a que no existe una matriz productiva que permita generar valor agregado. Lo anterior impacta directamente en el consumo final per cápita, ya que no solo implica un alza de los precios relativos del producto nacional por escasez de oferta (disminuyendo la capacidad de compra), sino que también genera un proceso inflacionario ya que al no tener capacidad de exportar valor agregado la economía se vuelve altamente dependiente del crédito externo, el cual estará limitado por la tasa de riesgo asociada al nivel de deuda de una economía. En definitiva, se espera que la población crezca a una tasa superior que la actividad económica y con esta la capacidad de generación de energía. La dependencia anterior se evidencia si se comparan las importaciones para uso económico reportadas por INDEC y la Generación Bruta de Capital Fijo reportadas por el Banco Mundial. Gráficamente se observará la disminución progresiva de la brecha entre ambas variables.

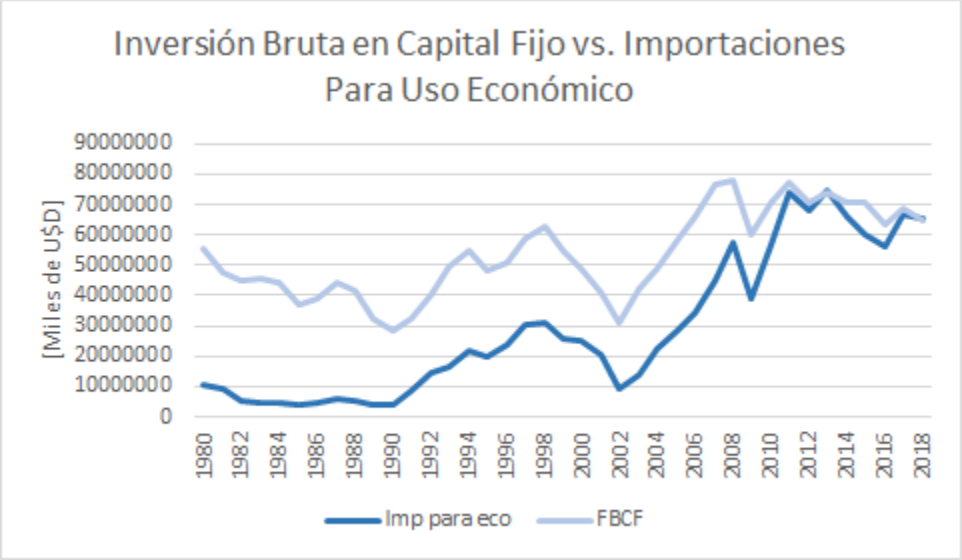


Figura 5-1.1.1. Evolución histórica de inversión en capital fijo e importaciones para uso económico.

Por otro lado, otro gran límite al consumo que enfrenta la Argentina es la pobreza estructural, con tasas sostenidas de crecimiento interanuales positivas, la cual disminuye el consumo per cápita y el acceso a servicios básicos para el porcentaje de la población que se halle por debajo de la frontera de pobreza (determinada por el acceso a la canasta básica).

Por lo anterior, y teniendo en cuenta ambos efectos combinados, se espera que existan límites al consumo que amortigüen el impacto del crecimiento de la población.

d. Población

Se evalúa la hipótesis que el consumo de energía eléctrica residencial tendrá una relación lineal con la población, de coeficiente de correlación positivo. Así, se espera que a mayor población mayor sea el consumo de energía eléctrica, con un coeficiente de consumo per cápita medio que se mantendrá constante durante la vida útil del proyecto.

e. Household spending [Dólares/(hogar*año)]

Se analiza el nivel de gastos del hogar como variable explicativa, ya que se asume referente a la calidad de vida media de los individuos. Cuanto mejor sea ésta, mayor será la demanda de electrodomésticos per cápita y por ende mayor la demanda de energía eléctrica residencial.

f. Desempleo [%]

Se considera al desempleo como un indicador de la capacidad de compra de los individuos; por ello, se desea evaluar si a mayor desempleo menor será el consumo de servicios y la población capaz de adquirir dichos servicios, por lo que menor será la demanda de energía eléctrica residencial.

g. Tiempo

Se define a la variable tiempo como a una variable de números enteros consecutivos correspondientes al año, asignándose el valor inicial de uno al año 2005. Se propone la variable tiempo como variable explicativa ya que, como se demostró en el análisis inicial de la demanda, existe una tendencia creciente de la demanda energética residencial, la cual puede estar asociada tanto al aumento de la población como al aumento de la tecnología disponible.

Se realizan distintas combinaciones de regresiones lineales con las variables anteriores y debido a que se busca encontrar el modelo de mayor capacidad predicción se usa como indicador de

selección al PRESS, buscándose el menor valor para los modelos que demuestren ser estadísticamente válidos. El análisis estadístico se anexa.

Luego del análisis (ver anexo), se opta por elegir como modelo de predicción al siguiente:

$$\text{Demanda Residencial} = -156530 + 1{,}954\ \text{PBI per capita} + 0{,}004394\ \text{Poblacion} \quad (2)$$

Para realizar las proyecciones de toman proyecciones de población de CEPAL y de PBI real de OCDE. Gráficamente se exponen los resultados expuestos, los valores de las proyecciones se anexan.

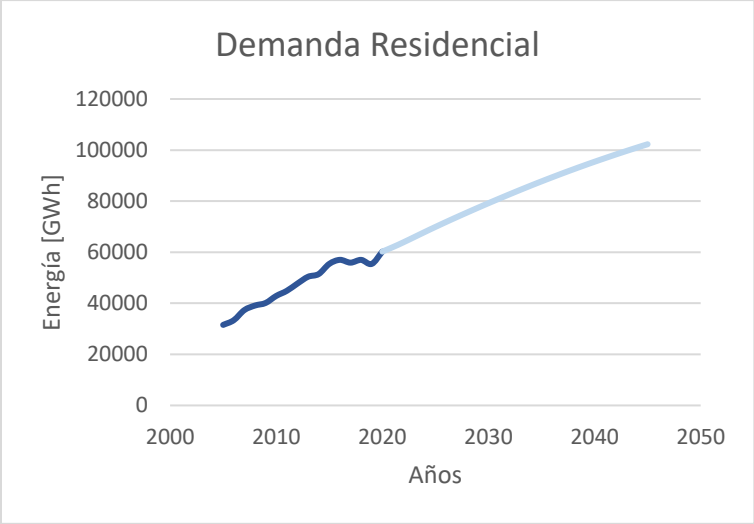


Figura 5.1.1.2. Proyecciones de demanda.

5.1.2. Consumo intermedio

Para explicar la demanda del consumo intermedio de energía eléctrica, asociado mayormente al sector comercial y de pequeñas industrias, se proponen como variables explicativas las que se detallan a continuación, con las siguientes hipótesis asociadas:

a. PIB real a precios constantes de 2010 [Miles de millones de dólares]

   Se evalúa la hipótesis que a mayor PIB real mayor será el nivel de actividad de la economía, por ende, mayor será el consumo y el sector comercial e industrial crecerá, demandando una mayor cantidad de servicios, entre ellos, energía eléctrica.

b. PBI real per cápita a precios constantes de 2010 [Dólares/persona]

Se considera el PIB real per cápita como un indicador de bienestar económico de los individuos, por lo que se propone la hipótesis que a mayor capacidad de compra de los individuos mayor será el consumo y por ende al igual que en el caso anterior, el sector comercial e industrial crecerá, demandando una mayor cantidad de servicios, entre ellos, energía eléctrica.

c. Población [Personas]

Se propone que a mayor población mayor será la demanda de bienes en la economía, y por ende mayor será la demanda de energía eléctrica de todos aquellos sectores económicos destinados a la oferta de bienes y servicios finales.

d. Desempleo [%]

Al igual que al PBI per cápita, se considera al desempleo un indicador de la capacidad de compra de los individuos. Por ello, se desea evaluar si a mayor desempleo menor será el consumo agregado, por ende, habrá una contracción de la oferta de bienes y servicios y una menor demanda de energía eléctrica del comercio y producción.

e. Household spending [Dólares/(hogar*año)]

Se analiza el nivel de gastos por hogar como variable explicativa ya que a través de este se permite medir la propensión marginal al consumo de los individuos, y análogo al análisis de las anteriores variables, se asume que a mayor consumo agregado mayor será la demanda de energía eléctrica del segmento que se analiza.

f. Tiempo

Se define a la variable tiempo como a una variable de números enteros consecutivos correspondientes al año, asignándose el valor inicial de uno al año 2005. Se propone la variable tiempo como variable explicativa ya que, como se demostró en el análisis inicial de la demanda, existe una tendencia creciente de la demanda energética intermedia, la cual puede estar asociada tanto al aumento de la población como al aumento de la producción y el consumo.

Al igual que para el consumo residencial, se realizan distintas combinaciones de regresiones lineales con las variables anteriores y debido a que se busca encontrar el modelo de mayor

capacidad predicción se usa como indicador de selección al PRESS, buscándose el menor valor para los modelos que demuestren ser estadísticamente válidos. El análisis estadístico se anexa.

Luego del análisis (ver anexo), se opta por elegir como modelo de predicción al siguiente:

$$\text{Demanda intermedia} = -5962 + 0{,}09578\ \text{PBI real} \quad (3)$$

Para realizar las proyecciones de toman proyecciones de PBI real de OCDE, al igual que para la proyección de la demanda residencial. Gráficamente se exponen los resultados expuestos, los valores de las proyecciones se anexan.

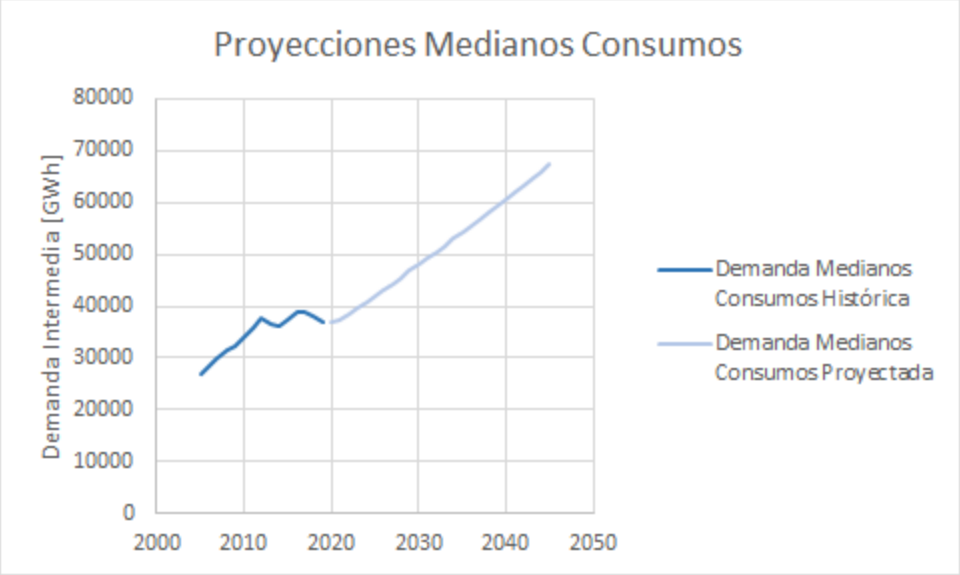


Figura 5.1.2.1. Proyecciones de medianos consumos.

5.1.3. Grandes consumos

Para explicar la demanda del consumo residencial de energía eléctrica, se proponen como variables explicativas las que se detallan a continuación, con las siguientes hipótesis asociadas:

a. <u>PIB real a precios constantes de 2010 [Miles de millones de dólares]</u>

Se evalúa la hipótesis que a mayor PIB real mayor será el nivel de actividad económico, aumentando la demanda de bienes y servicios y en consecuencia el producto nacional,

impulsando un crecimiento del sector industrial, y por ende el aumento de la energía eléctrica de los grandes usuarios del MEM.

b. PBI real per cápita a precios constantes de 2010 [Dólares/persona]

Se propone el PIB real per cápita como un indicador del bienestar económico de los individuos, por lo que se propone la hipótesis que a mayor capacidad de compra de los individuos mayor será el consumo y, por ende, al igual que en el caso anterior, el sector productivo crecerá, demandando una mayor cantidad de servicios, entre ellos energía eléctrica.

c. Población

Se propone que a mayor población mayor será la demanda de bienes de la economía, y por ende mayor será la demanda de energía eléctrica de todos aquellos sectores económicos dedicados a la oferta de bienes y servicios finales.

d. Valor agregado de la industria real a precios constantes de 2010 [Miles de millones de dólares]

Se propone que, a mayor valor agregado del sector industrial, mayor será la producción y mayor su demanda de insumos y servicios como energía eléctrica; y que a mayor consumo de la demanda de energía eléctrica destinada al sector industrial mayor será la demanda de energía eléctrica de los grandes usuarios.

e. Industrialización real a precios constantes de 2010 [Miles de millones de dólares]

De manera análoga a la hipótesis anterior, se asume que a mayor crecimiento (variación) de la industria mayor será la demanda de energía eléctrica de los grandes usuarios.

f. Tiempo

Se define a la variable tiempo como a una variable de números enteros consecutivos correspondientes al año, asignándose el valor inicial de uno al año 2005. Se propone la variable tiempo como variable explicativa ya que, como se demostró en el análisis inicial de la demanda, existe una tendencia creciente de la demanda energética de grandes usuarios, la cual puede estar asociada tanto al aumento de la población y del consumo y como al desarrollo del sector industrial.

Al igual que para el consumo residencial e intermedio, se realizan distintas combinaciones de regresiones lineales con las variables anteriores y debido a que se busca encontrar el modelo de mayor capacidad predicción se usa como indicador de selección al PRESS, buscándose el menor

valor para los modelos que demuestren ser estadísticamente válidos. El análisis estadístico se anexa.

Sin embargo, a diferencia de para los modelos anteriores, no es posible encontrar un modelo explicativo que se ajuste a los datos de demanda de grandes consumos. Dicho suceso es esperable, ya que todas las variables que se proponen presentan comportamientos tendenciales y no ocurre así con la demanda de grandes usuarios, como se detalló en el análisis preliminar de su demanda.

Debido a lo anterior, y teniendo en cuenta los grandes usuarios demostraron presentar estacionalidad marcada, se opta por proyectar este tipo de demanda mediante una serie de tiempo mediante el método multiplicativo de Winters. Los motivos estadísticos por los cuales se elige este método de proyección se detallan en el anexo, donde también se realiza la comparación de distintas combinaciones de parámetros para este método y se escoge uno. Los criterios de selección se anexan. A su vez, debe tenerse en cuenta que para utilizar este método se realizar proyecciones mensuales y luego se las agrega de modo anual para respetar el criterio de proyección.

Finalmente, se obtienen las proyecciones anuales de demanda de grandes usuarios que se detallan a continuación. Gráficamente se exponen los resultados expuestos, los valores de las proyecciones se anexan.

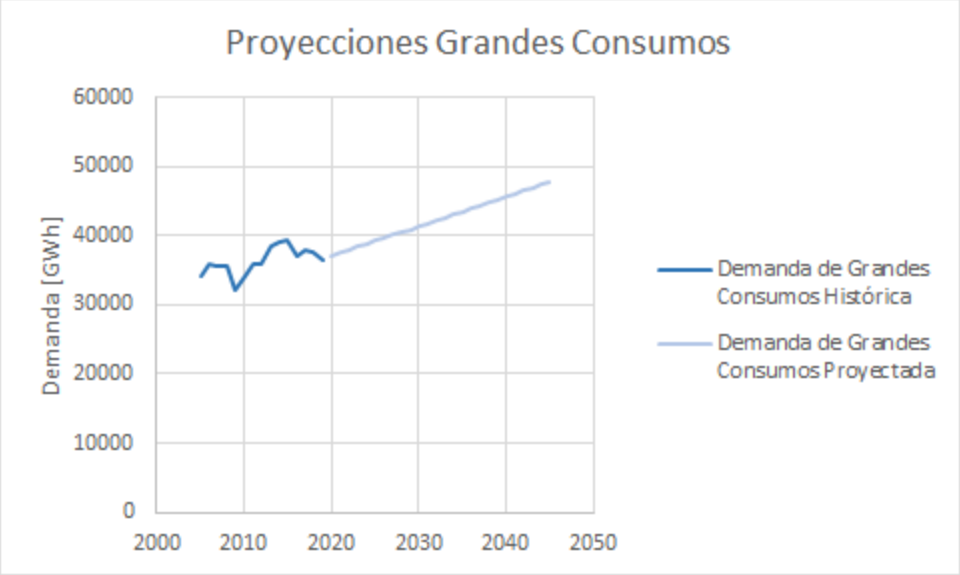


Figura 5.1.3.1. Proyecciones de demanda de grandes usuarios.

6. Análisis de oferta

Para comenzar el análisis de la oferta, se comienza por recordar cómo se compone y cuáles son las diferentes fuentes de generación de energía eléctrica. Principalmente, existen dos subgrupos en los

que se puede agrupar la generación de energía eléctrica: fuentes convencionales y fuentes de generación de energía renovables.

Dentro de cada categoría, en Argentina se cuenta con las siguientes fuentes de generación de energía eléctrica:

a. Energías convencionales:

- Energía hidráulica
- Energía obtenida a partir de ciclos combinados
- Energía obtenida a partir de turbinas a gas
- Energía obtenida a partir de turbinas de vapor
- Energía nuclear
- Energía obtenida a partir de la combustión en motores Diesel

b. Energías renovables:

- Energía eólica
- Energía solar fotovoltaica
- Pequeños aprovechamientos hidráulicos (PAH): de potencia instalada menor a 50 MW
- Energía proveniente de la biomasa
- Energía obtenida a partir de biogás
- Energía obtenida a partir de biogás de rellenos sanitarios

Considerando valores históricos de generación de energía eléctrica por fuente es posible observar que la industria energética renovable es incipiente en Argentina, mientras que la energía no convencional es un mercado maduro, predominante. Para evidenciarlo, se grafican valores de generación histórica de energía por tipo de fuente y se obtienen los siguientes resultados:

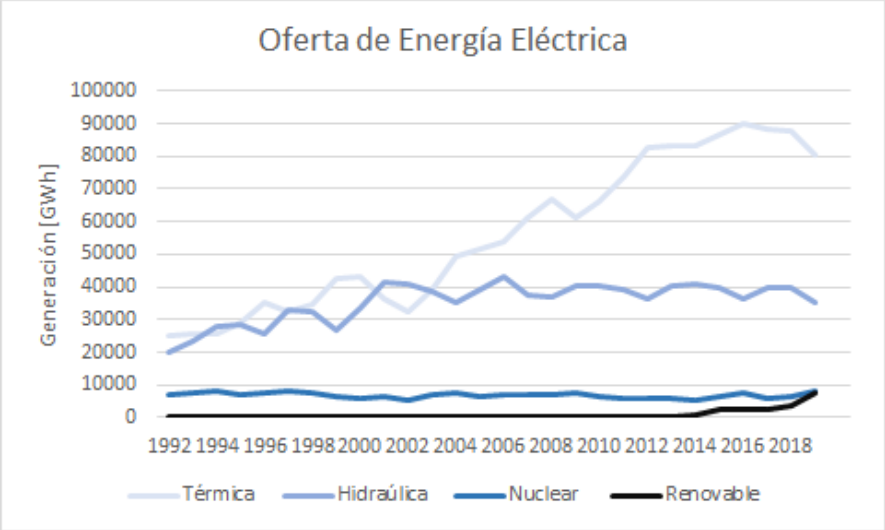


Figura 6.0.1 Oferta histórica de energía eléctrica.

Sin embargo, la oferta de energía eléctrica no solo se ve afectada por la generación, sino que también por las importaciones y exportaciones de energía eléctrica, que aumentan y disminuyen la oferta disponible para el consumo local. Para analizar su impacto en el mercado energético se estudian los balances energéticos reportados por CAMMESA. Se analiza la diferencia entre las importaciones y las exportaciones como porcentaje de generación total y se obtienen los siguientes resultados:

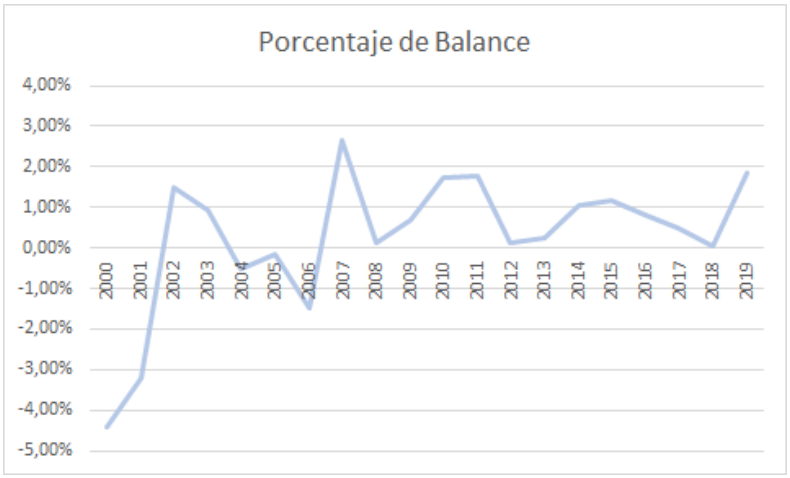


Figura 6.0.2 Porcentaje de balance de sistema energético argentino.

Gráficamente es posible observar que para los últimos veinte años el saldo de importaciones menos exportaciones es siempre menor al tres por ciento cuando es positivo e inferior en valor absoluto al 5% cuando este es negativo. A su vez, es posible observar que hay una tendencia temporal hacia la disminución de ese porcentaje.

Considerando lo anterior, se concluye que el saldo entre importaciones y exportaciones es despreciable, por lo que también lo es el efecto del sector externo en la generación de energía eléctrica. Con ello, se asume que la red nacional de energía eléctrica es un sistema cerrado, por lo que se concluye que la generación de energía eléctrica debe ser igual al consumo interno de energía eléctrica más las pérdidas de carga en el sistema de distribución. Habiendo dicho lo anterior, se evalúa el impacto de las pérdidas de carga y consumos de la red como porcentaje de la generación total. Para los últimos veinte años se obtienen los siguientes resultados:

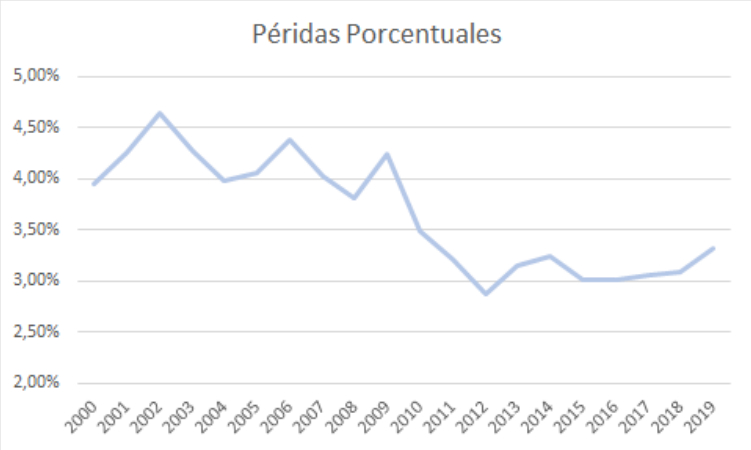


Figura 6.0.3 Perdidas porcentuales en el sistema eléctrico argentino.

Como se puede observar en la gráfica, las pérdidas de carga y consumos en la red de distribución reportados por CAMMESA son siempre inferiores al 5% y, al igual que el saldo entre las importaciones y las exportaciones se halla en un proceso paulatino de disminución. Con lo anterior, se asumen despreciables y que su efecto, que disminuye la oferta disponible para los usuarios finales se contrarresta con el saldo de las importaciones netas, que aumentan la oferta disponible. Habiendo dicho lo anterior, se desprecian ambos efectos y se asume que no se incurrirá en errores de pronóstico.

Se concluye entonces, que la oferta de energía eléctrica es igual al consumo. Para realizar proyecciones de oferta entonces, se las iguala a las proyecciones de demanda total, los valores se pueden consultar en el anexo B.

Para proceder con el análisis se evalúan distintos escenarios de penetración de las energías renovables en el mercado eléctrico.

6.1.Escenarios de generación de energías renovables

Como se mencionó anteriormente, el mercado de energías renovables es un mercado incipiente en la República Argentina, por lo que no se puede explicar mediante su correlación a variables

macroeconómicas de crecimiento económico como la demanda energética. Sin embargo, para comprender el mercado de energías renovables, se debe tener en cuenta que este es un mercado extremadamente sensible a políticas de Estado de promoción de energías renovables. Para validar esto, se realizan gráficos de potencia adjudicada acumulada para cada tecnología en cada ronda del plan RenovAr.

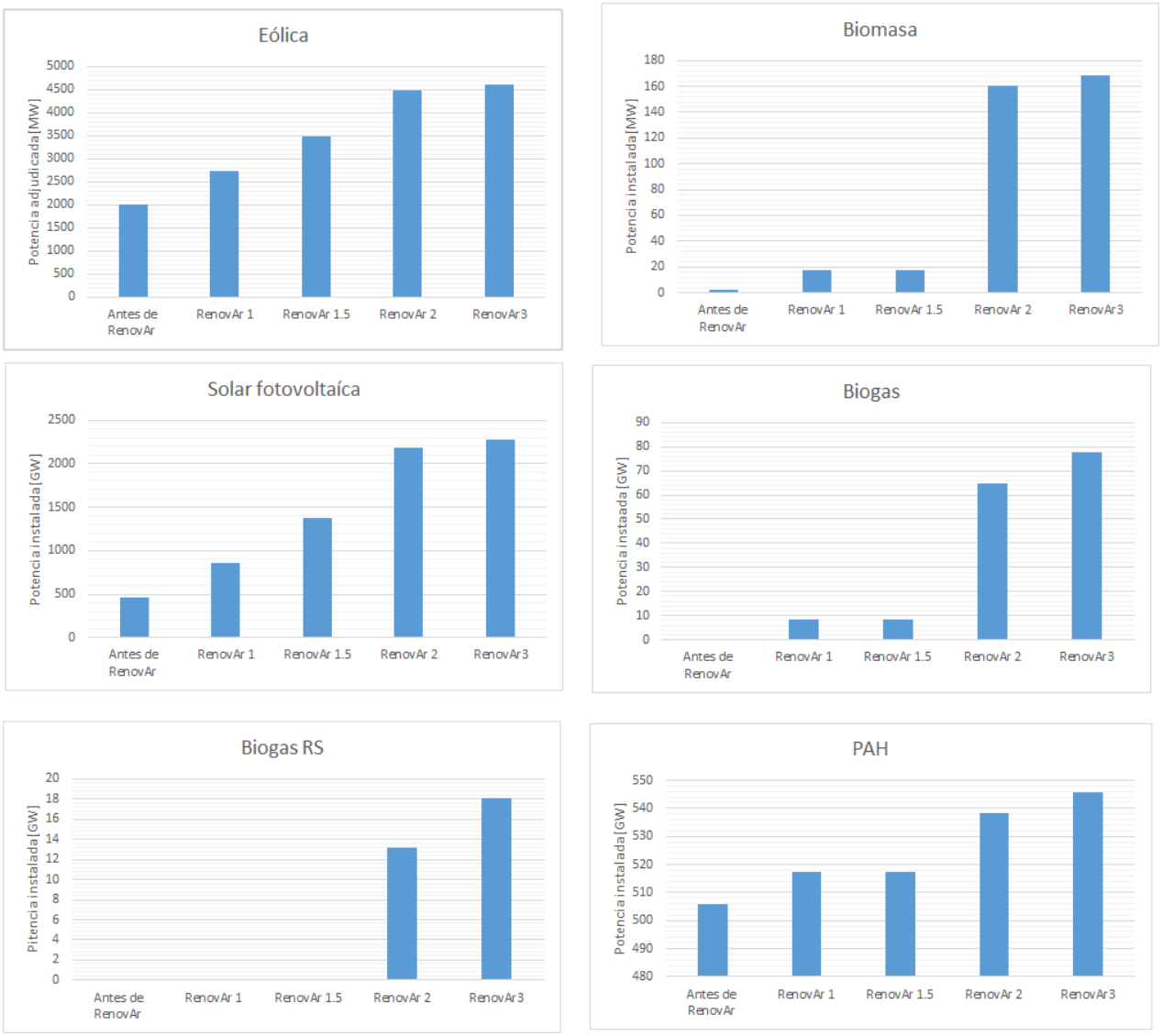


Figura 6-1.1 Potencia adjudicada en rondas RenovAr según tecnología.

En las gráficas es posible observar la dependencia de las energías renovables de los programas de incentivos estatales, dado que para todas es posible observar un incremento significativo de la potencia adjudicada frente a programas de incentivos. De hecho, es posible observar que la producción de energía eléctrica a partir de biogás, biogás de relleno sanitario y biomasa eran casi inexistentes en el mercado de energías eléctricas renovables.

Habiendo dicho lo anterior, se procede a generar tres escenarios de penetración de energía eléctrica renovable en el mercado eléctrico de 2020 a 2030. Se toma un horizonte temporal de diez años ya que es el período en el cual se evaluará la posible entrada del proyecto al mercado. Los escenarios que se plantean son los siguientes: un escenario optimista, uno pesimista y uno esperado.

Para el planteo de los escenarios se tiene en cuenta el grado de cumplimiento de la ley 27.191 de Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía, cuyos objetivos e implicancias fueron explicadas con anterioridad. Los valores históricos del grado del cumplimiento de la ley a partir de su promulgación en 2017 se grafican a continuación:

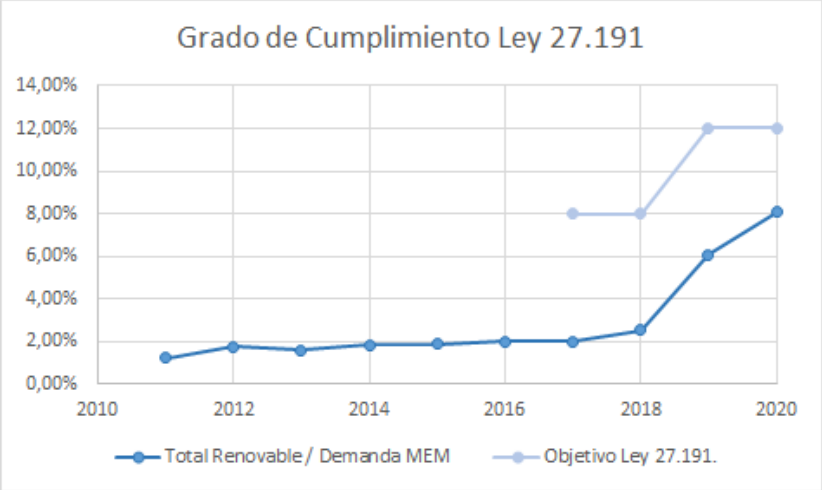


Figura 6-2.2 Grado de cumplimiento de la ley de energías renovables 27.191.

En la gráfica es posible observar que la tendencia de la penetración de las energías renovables en el mercado es creciente, y que su participación en el mercado se disparó en 2018 debido a los planes de promoción llevados a cabo durante el gobierno de Mauricio Macri. Sin embargo, en la gráfica es posible observar que no existen antecedentes del cumplimiento de los objetivos establecidos por la ley 27.191. A su vez, para realizar los distintos escenarios, hasta 2022 se asume que no existe una nueva ronda de licitaciones públicas, por lo que la tasa de crecimiento estará determinada por los proyectos adjudicados en las rondas 1,2 y 3 de RenovAr, tomándose la fecha de ingreso a la red de 3 años luego de la firma del contrato, según se indica en los pliegos de la licitación.

Teniendo en cuenta lo anterior, se realizan los escenarios y se obtienen los siguientes resultados:

	Escenario Optimista	Escenario Esperado	Escenario Pesimista
2020	8,00%	8,00%	8,00%
2021	11,00%	11,00%	11,00%
2022	14,00%	14,00%	14,00%
2023	18,00%	16,00%	14,00%
2024	19,00%	16,50%	14,00%
2025	20,00%	17,00%	14,00%
2026	21,00%	17,50%	14,00%
2027	22,00%	18,25%	14,50%
2028	23,00%	19,25%	15,50%
2029	24,00%	20,38%	16,75%
2030	25,00%	21,50%	18,00%
2031	25,70%	22,04%	18,39%
2032	26,40%	22,59%	18,78%
2033	27,10%	23,13%	19,17%
2034	27,80%	23,68%	19,56%
2035	28,50%	24,22%	19,95%

2036	29,20%	24,77%	20,34%
2037	29,90%	25,31%	20,73%
2038	30,60%	25,86%	21,12%
2039	31,30%	26,40%	21,51%
2040	32,00%	26,95%	21,90%
2041	32,70%	27,49%	22,29%
2042	33,40%	28,04%	22,68%
2043	34,10%	28,58%	23,06%
2044	34,80%	29,13%	23,45%
2045	35,50%	29,67%	23,84%

Tabla 6-1-1. Proyección de generación de energías renovables según los escenarios planteados.

Afectando los escenarios por las proyecciones de demanda total de energía eléctrica se obtienen los siguientes resultados:

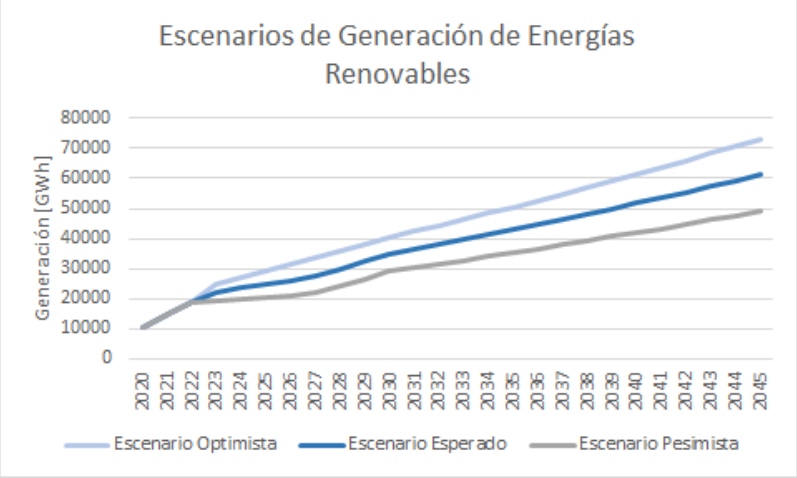


Figura 6.2.3. Proyecciones de generación renovable por escenario.

Se procede detallando la lógica detrás de cada escenario. Téngase en cuenta que para la generación de los escenarios se contempla la entrada de los proyectos adjudicados en rondas pasadas del pliego RenovAr que aún no fueron habilitados comercialmente. Es por esto último que para los tres escenarios hasta 2022 la generación de renovables es la misma.

Escenario optimista

Se plantea un escenario optimista, en el cual la penetración de energías renovables aumenta progresivamente hasta que en 2023 a una tasa del 3% interanual. A partir de dicho momento, el crecimiento de las energías renovables disminuye y estas crecen progresivamente hasta 2030 a una tasa sostenida del 1%. A partir de 2030, según este escenario, la penetración crece a una tasa del 0,7% interanual. Este escenario permite que para 2025 se alcancen los objetivos propuestos por la ley. El escenario contempla una situación en que hasta 2023 la inversión en energías renovables aumenta significativamente dado que es de interés público desarrollar el mercado hasta que este alcance su punto de estabilidad en 2023 donde las tasas de crecimiento se estabilizan, presentando un crecimiento interanual constante por fases.

Escenario esperado

Se plantea un escenario esperado para el cual, al igual que en el resto de los escenarios hasta 2022 se respeta una tasa de crecimiento interanual del 3%, a partir de donde el crecimiento disminuye paulatinamente de una tasa del 2% a una de 0,5% y luego de 0,25% para finalmente estancarse en un valor de crecimiento interanual de la penetración de las energías renovables de 55% interanual. Se asume que la tasa de crecimiento es menor con el paso del tiempo dado que el mercado maduró y no se debe incentivar.

Escenario pesimista

Se plantea un escenario pesimista en el cual recién para 2036 se alcanza el objetivo planteado por la ley en 2020. Este escenario plantea una situación en la cual hasta 2022 se continúa con la tendencia de crecimiento observada entre 2018 y 2019 de una variación del 3% interanual pero que a partir de dicho año la inversión en energías renovables se paraliza durante el período equivalente a una presidencia y luego se retoma a una tasa de crecimiento del 0,5%, 1% 1,25% para luego volver a decaer y mantenerse constantes a una tasa de crecimiento interanual sostenida del 0,39%.

6.2.Transformación de los escenarios de generación a potencia instalada

Habiéndose realizado las proyecciones de generación y los escenarios de penetración de las energías renovables en la matriz energética se procede a convertir las proyecciones en términos de

generación de energía a potencia instalada para el período abarcado entre 2020 y 2030, en el cual se evalúa la entrada del proyecto. Se aborda el análisis desde dos enfoques: en primer lugar, se evalúa cuando la potencia instalada total será insuficiente para cubrir la demanda total de energía, y, en segundo lugar, se evalúan las entradas de energías renovables necesarias para satisfacer la demanda proyectada para cada uno de los escenarios evaluados en la sección anterior.

Primeramente, se tiene en cuenta la potencia instalada actual de cada energía y las entradas adjudicadas para cada una. Para todas aquellas fuentes de generación renovables se consideran como entradas de potencia al sistema conocidas a todos aquellos proyectos adjudicados en las rondas licitatorias 1, 1,5, 2 y 3 de RenovAr con sus correspondientes fechas de ingreso al sistema; para los proyectos adjudicados en RenovAr 3 se asume como año de entrada 2023. A su vez, se consideran todos aquellos proyectos adjudicados en MaTER reportados por CAMMESA, también con sus correspondientes fechas de entrada.

Por otro lado, para las fuentes de energía no convencionales se consideran las siguientes entradas y salidas de potencia conocidas: en primera instancia, se consideran la entrada del proyecto CAREM de energía nuclear a 2022, de 33 MW de potencia instalada, y la entrada de la central hidroeléctrica de Portezuelo del Viento, de 250 MW de potencia instalada, en 2028. Respecto a las bajas de la matriz de producción de energía eléctrica, se considera que a 2025 la central nuclear Atucha I sale de funcionamiento, ya que esta central fue instalada en 1968 con una vida útil técnica de 40 años, los cumpliéndose su vida útil teórica en 2008; sin embargo, en 2011 la central fue sometida a mantenimiento, extendiéndose su vida útil que consideramos insostenible a partir de 2025. Con la baja de Atucha I, disminuye en 362 MW la potencia instalada. A su vez, se consideran bajas de sistemas de generación a partir de turbinas a vapor y a partir de la combustión en motores Diesel, debido a su baja eficiencia y costos crecientes de generación.

Considerados los ingresos y egresos de potencia instalada del sistema de generación, para cada tecnología de generación se contemplan los factores de planta y de utilización promedio. El factor de planta viene determinado del análisis técnico de cada proyecto, e indica la proporción de las horas el año que la planta es capaz de funcionar. Para estimar el factor de planta correspondiente a cada fuente de generación, se adoptan los valores reportados en la publicación Escenarios Energéticos 2030 desarrollado por la Secretaría de Gobierno de Energía; se acepta el supuesto que dichos valores son representativos y constantes entre 2020 y 2030. Por otro lado, se define como factor de utilización a la proporción de energía generada por cada tecnología de la energía que técnicamente el proyecto es capaz de entregar según su factor de planta. Para el cálculo del factor de utilización se toma el promedio del de los datos históricos de generación de energía eléctrica. Se adopta el supuesto que el factor de utilización se mantiene constante hasta 2030.

Finalmente, teniendo en cuenta la potencia instalada actual y todas las entradas y salidas de potencia que fueron mencionadas con anterioridad se afecta a cada planta de generación por sus

factores de planta y utilización correspondientes y por las horas disponibles de cada año, obteniéndose la capacidad de generación energética real agregada de la matriz energética. Para cada año se compara la capacidad de generación del sistema eléctrico nacional con la demanda proyectada y se concluye que a partir 2027 la oferta no satisface la demanda, por lo que es necesaria la inversión en la entrada de una nueva fuente de generación de energía a nivel nacional.

Luego se realiza un análisis similar, en el cual se contempla la entrada de potencia instalada provenientes de fuentes renovables.

Para el análisis de la instalación de plantas de generación de energía proveniente de fuentes renovables se toman como datos de entrada del modelo los escenarios realizados de generación de energía renovable y para cada uno de ellos se calcula la entrada total de potencia renovables necesaria.

Para el cálculo de la potencia renovable agregada se adoptan los valores de factor de planta y utilización de manera análoga al análisis anterior y se los pondera en función del aporte a la generación energética histórica de cada tipo de tecnología, para obtenerse factores de carga y utilización agregados de energía renovable. Conociéndose la energía necesaria para el cumplimiento de cada escenario, se la divide por el producto del factor planta agregado*utilización agregada*cantidad de horas al año y se obtiene la potencia instalada de energías renovables necesaria para cada escenario para cada año. Se obtienen los siguientes resultados:

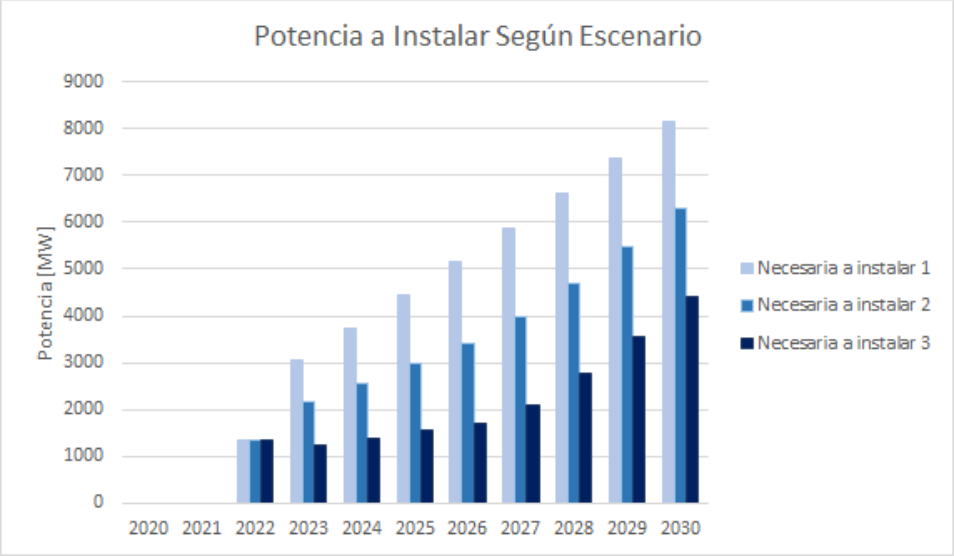


Figura 6.2.4 Proyecciones de potencia a instalar cada año según los escenarios planteados de generación renovable.

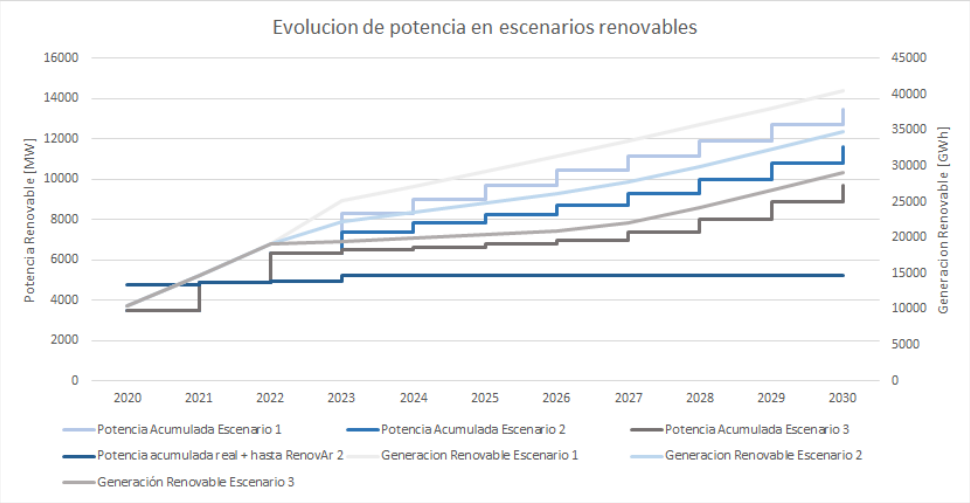


Figura 6.2.4 Proyecciones de potencia a instalar cada año junto con los escenarios planteados de generación renovable.

De la potencia de entrada necesaria renovable, se asume que el 81% se licita, ya que tomándose datos históricos a partir de 2016, cuando se reglamenta MaTER, y de la potencia adjudicada a partir de 2017 en las rondas licitatorias de RenovAr, el 81% pertenece a las compras conjuntas y se asume que dicho porcentaje se mantiene estático hasta 2030. De modo arbitrario, se asume que la potencia se licita dos años antes de ser necesaria.

Los cálculos y valores obtenidos de cada análisis se adjuntan en el archivo de Microsoft Excel que acompaña esta entrega.

7. Análisis de precio y cantidad

7.1. Proyecciones de cantidad

Para el análisis de las proyecciones se tienen en cuenta para cada escenario de generación de energía renovable la potencia instalada disponible de licitación, calculada como función de la potencia adjudicada en licitaciones anteriores. Luego se evalúan restricciones técnicas asociadas a la tecnología, a restricciones de materia prima y a capacidad de los nodos para el acceso al Sistema Argentino de Interconexión.

Lo primero que se debe definir es, en función de los requerimientos de potencia calculados en el análisis de generación, cuánta potencia se licitará efectivamente y distribuirla en las diferentes tecnologías renovables. Para ello, se asignan probabilidad de ocurrencia de licitación a cada año y escenario y para el período comprendido entre 2020 y 2022 se asignan probabilidad de licitación nulas. Para dicho período, se asume que la potencia se licita en los años siguientes, adicionando

de esta el 40% a 2023 y el 30% a 2024 y 2025. Así, se obtiene la potencia que efectivamente se licita hasta 2030 distribuida en cada año.

Luego, distribuir la potencia a licitarse correspondiente a las distintas tecnologías se calcula para cada una un promedio ponderado de participación en función de la potencia licitada en cada una de las rondas de RenovAr anteriores y se asume que dicho factor se mantiene constante para las próximas licitaciones hasta 2030. Afectando a la potencia efectiva licitada por el factor de ponderación de biogás, se obtienen las siguientes cantidades de biogás proveniente de relleno sanitario para el período de análisis:

Licitación de Biogás RS	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Escenario optimista	0	0	0	24	24	26	21	23	25	0	0
Escenario esperado	0	0	0	17	16	18	15	17	20	0	0
Escenario pesimista	0	0	0	10	9	10	9	11	14	0	0

Tabla 7-1-1. Proyecciones de potencia a licitar de generación a partir de biogás de relleno sanitario.

a. Consideraciones contractuales

La primera restricción a tener en cuenta es la potencia máxima de licitación habilitada por CAMMESA. Para adoptar dicho valor se toma en consideración los valores límites en las anteriores rondas de RenovAr, los cuales fueron iguales tanto para la Renovar 1, 2 y 3 y de 10 MW de potencia instalada para cada usina de biogás obtenido a partir de relleno sanitario.

Si se considera un pliego de bases y condiciones licitatorias del tipo RenovAr 1 y 2 y del tipo de contrato RenovAr 3, se deberá tener en cuenta que la energía contratada será la energía eléctrica generada por la potencia contratada durante el período de abastecimiento de veinte años.

b. Análisis de la potencia de licitación

En la sección anterior se pudo observar que en las licitaciones del tipo RenovAr, la potencia máxima adjudica es relativamente pequeña, de 10 MW, si se las compara con las potencias promedio de las instalaciones solares fotovoltaicas, de 70 MW promedio. Se evalúa el estado de la industria de la obtención de biogás a partir del relleno sanitario para comprender si existen limitaciones aplicables a la potencia instalada de una planta de generación eléctrica a partir de biogás.

Se comienza el análisis por comprender la potencia instalada de las usinas eléctricas a partir de biogás en Argentina. Existen en Buenos Aires 3 usinas de esta naturaleza y son las siguientes:

C.T.SAN MARTÍN NORTE 3- ENARSA	PLANTA CENTRAL BUEN AYRE	BIOGÁS RS CT ENSENADA SECCO
5 MW	11,8 MW	5 MW

Tabla 7-2-1. Potencia nominal de plantas de biogás de relleno sanitario actualmente en funcionamiento en el país.

Cómo es posible observar, todas las plantas de generación locales son de pequeña potencia instalada. Para enriquecer el análisis se evalúa la potencia instalada de las plantas de obtención de biogás a partir de relleno sanitario en el mundo. A nivel global, la Unión Europea es la región con mayor inversión en biotecnologías, países de los cuales el Reino Unido es el país con mayor participación de energía obtenida a partir de biogás proveniente de rellenos sanitarios en su matriz energética. A su vez, Estados Unidos es otro de los países líderes en términos de obtención de biogás en rellenos sanitarios. Para realizar una comparación, se estudia la capacidad instalada de las plantas generadoras de energía eléctrica a partir de biogás, ya que las condiciones climáticas, críticas para el proceso de obtención de biogás, y de extensión geográfica son comparables en Argentina. Según datos provistos por la United States Environmental Agency, Estados Unidos cuenta con 794 usinas eléctricas a partir de biogás de relleno sanitario, cuyas potencias instaladas siguen la distribución que se grafica en el siguiente histograma.

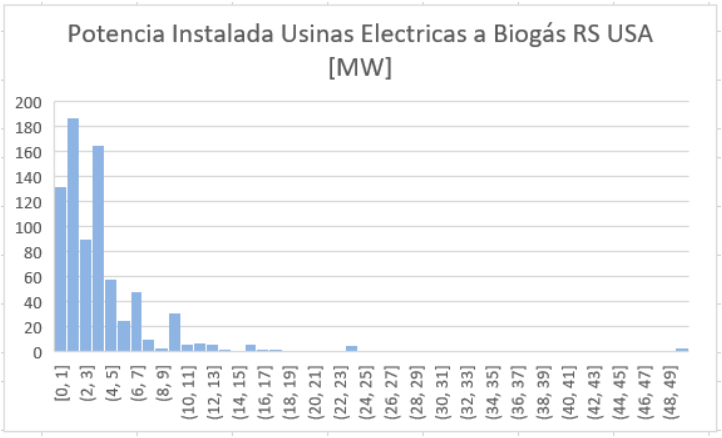


Figura 7.1.1. Histograma de potencia instalada de plantas de generación eléctrica a partir de biogás de relleno sanitario en EE.UU.

En el histograma es posible observar que la porción mayoritaria de las instalaciones posee una potencia instalada menor a 10 MW (coincidente con la potencia máxima de adjudicación en las licitaciones RenovAr) y que las potencias instaladas de mayor frecuencia se hallan entre 1 y 2 MW y entre 3 y 4 MW. Con lo anterior, se podría asumir que existen incentivos para minimizar la

potencia instalada de generación, y se evalúa si dichos incentivos se asocian a drivers de costos o comerciales.

En cuanto a las limitaciones técnicas, la primera que se identifica es la demanda de espacio físico de los rellenos sanitarios. Mientras que una instalación del tipo de paneles fotovoltaicos ocupa un área media de 1 hectárea cada 100 MW de potencia instalada y una instalación del tipo de obtención de energía eólica ocupa un área media de una hectárea cada 10 MW de potencia instalada, para un relleno sanitario se requiere un volumen de aproximadamente 1.200.000 m^3 cada 1 MW instalado de potencia, y se requiere una profundidad mínima de entre 8 y 15 m según las condiciones climáticas y del suelo. Además, los terrenos asociados a los primeros dos tipos de tecnologías suelen ser más baratos ya que las instalaciones se hallan alejadas de zonas urbanas, mientras que los rellenos sanitarios se localizan cercanos a zonas residenciales debido a los costos logísticos de recolección de los residuos sólidos urbanos.

De lo anterior, se concluye que la principal restricción asociada a capacidad de una planta de obtención de energía eléctrica a partir de rellenos sanitarios es el acceso al terreno, que, además, encarece los costos debido a su localización urbana.

Por otro lado, una segunda limitación tecnológica que determina la potencia instalada es el proceso de obtención de la energía a partir del biogás obtenido en los rellenos sanitarios. El método más popular de obtención de energía eléctrica a partir de energía biogás es mediante la combustión interna en motores reciprocantes, debido a su alta eficiencia en comparación a la generación de energía en turbinas de gas. Para los motores, la eficiencia varía entre un 25% y un 35% y su potencia máxima hasta hoy en el mercado es de 3 MW; por lo tanto, si se desea instalar una potencia mayor se debe instalar una mayor cantidad de motores y en este sentido, no es posible lograr una economía de costos decrecientes por unidad de energía producida.

Por otro lado, respecto a las restricciones comerciales, a CAMMESA le resulta más conveniente licitar una mayor potencia de energías como ser la solar fotovoltaica y la eólica, las cuales son más baratas que tecnologías del tipo del biogás y la biomasa. Este comportamiento se debe a que la ley 27.191 no distingue por tipo de energía renovable, sino que exige la participación agregada de todas las energías renovables en la matriz energética. Dicho comportamiento es observable si se traza la curva de demanda de energía eléctrica en términos de potencia para todas las tecnologías renovables.

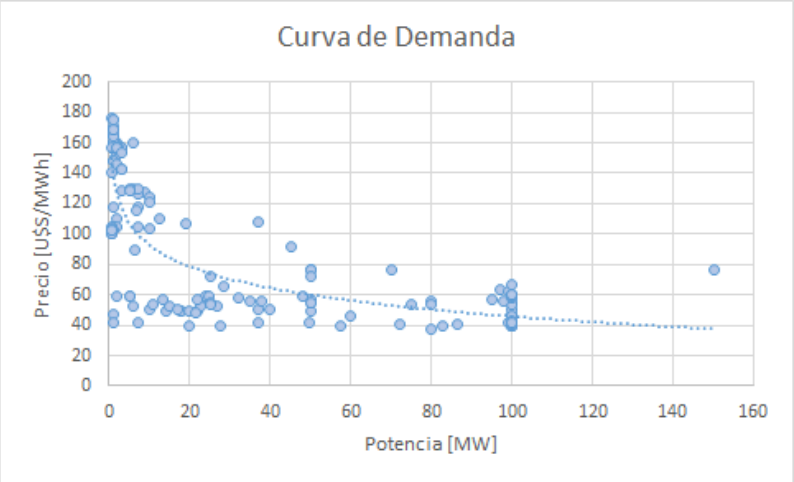


Figura 7.1.2. Diagrama de dispersión precio- potencia adjudicada para todas las adjudicaciones de los programas RenovAr.

En la curva de demanda de RenovAr es posible observar que la energía eléctrica se comporta como un bien normal. Además, este comportamiento se evidencia si se tienen en cuenta que la ronda RenovAr 1,5 fue dirigida únicamente a energías solares fotovoltaicas y eólicas, que son las de menor precio de mercado.

c. Restricciones de materia prima

Como macro localización se define a AMBA, ya que es donde se halla la mayor concentración de población del país, por lo que es la zona con mayor consumo energético y con mayor mayor potencial de generación de materia prima. Según el censo de 2010, en esta región se concentra el 36% de la población y donde se hallan radicadas el 40% de las industrias. En AMBA la empresa CEAMSE es la entidad encargada de la gestión responsable de la totalidad de los residuos y según reporta en su página web se generan 17.000 toneladas diarias de residuos que representan 40% del total generado del país.

Para realizar en análisis se parte de proponer la potencia máxima de adjudicación de 10 MW y se calcula en suministro de residuos necesarios para satisfacer la demanda de materias primas, es decir, la demanda de residuos sólidos urbanos. Para dicho cálculo se tienen en cuenta el factor de planta, cuyo cálculo fue desarrollado en la sección de transformación de la oferta a potencia instalada, poder calorífico del metano, potencial de producción de metano por kilogramo de residuos sólidos urbanos y se toman los valores estándar de la industria de 30% para el rendimiento térmico del motor y 60% para el rendimiento de recolección del biogás producido en el relleno sanitario. Con lo anterior, se arriba a una necesidad de suministro de 31.197 toneladas de residuos sólidos urbanos por mes.

Para analizar que el abastecimiento de la materia prima sea suficiente se analiza la disposición y tratamiento de los residuos de AMBA en CEAMSE. Por otro lado, en función a datos provistos por CEAMSE en su página web se calcula la tasa de generación per cápita de residuos en AMBA y con ello se generan las proyecciones de generación de residuos en AMBA. Para dicha finalidad, se toman los valores actuales de producción de residuos en la zona geográfica de cobertura de CEAMSE y se toma el supuesto que la tasa de crecimiento es igual a la de la población. Así, se calcula la tasa de crecimiento interanual de los RSU (residuos sólidos urbanos) tomándose las proyecciones de la población provistas por CEPAL y se proyecta la generación de residuos en AMBA.

Finalmente, se modela la disponibilidad de materia prima para el proyecto. Para dicha finalidad, se contactó al experto Marcelo Rosso, gerente de nuevas tecnologías y control ambiental en CEAMSE, quien nos informó que actualmente no existe disponibilidad de materias primas para el proyecto ya que CEAMSE le da disposición final a todos los residuos que recibe, no habiendo excedentes. Sin embargo, para 2023 todos los rellenos sanitarios alcanzan su máxima capacidad, por lo que se evalúa la disponibilidad de materia prima a partir de dicho año. A partir de ese momento, se calcula la capacidad de procesado de basura de CEAMSE como la capacidad de procesamiento actual de la organización, descontando la de los rellenos sanitarios.

Para aquel entonces, la capacidad de procesamiento de CEAMSE se reduce a la de la planta de tratamiento mecánico y biológico, de capacidad de procesamiento de 1200 toneladas de RSU diarias adicionada a la de la planta de compostaje, de capacidad de 800 toneladas mensuales de residuos y a la de las plantas sociales de separación y clasificación de residuos, que en su conjunto son capaces de procesar 21400 toneladas de residuos mensuales.

Con todo lo anterior, se concluye que a partir de 2023 la materia prima no es un limitante para la una planta de capacidad instalada de 10 MW.

Los procedimientos y cálculos anteriores se anexan. Los valores de las proyecciones se entregan en el Excel que acompaña la entrega, donde también se verifica que el suministro sea suficiente.

d. Restricciones de nodo

Para comprender las limitaciones impuestas por los nodos se deberá verificar que los nodos a los que se conecte la planta generadora no se hallen saturados y que cuenten con capacidad suficiente para tolerar el ingreso al sistema de interconexión.

Se evalúan como potenciales nodos de interconexión a los nodos “Rotonda” y “Ensenada”, localizados en Loma Hermosa (Zona Oeste) y Ensenada (Zona Sur) respectivamente. Se evalúan como potenciales nodos de interconexión ya que son los dos nodos a los que se hallan conectados las tres plantas generadoras de biogás a partir de rellenos sanitarios actualmente en funcionamiento

en Buenos Aires. Se evalúan dichos nodos por dos motivos: el primero por la cercanía a la materia prima ya que a las tres plantas las provee de residuos sólidos urbanos CEAMSE y debido a que se asume que en ambas zonas geográficas las condiciones ambientales de humedad, temperatura y de los suelos son adecuadas para la instalación un relleno sanitario.

Se evalúa la capacidad ociosa de cada uno de los nodos, teniendo en cuenta que el voltaje de conexión a la red será de 13,2 KV. Para cada nodo se valora la capacidad en términos de potencia aparente, medida en MVA, ya que se deben tener en cuenta tanto la potencia activa como la reactiva del sistema. Para el análisis de capacidad remanente se toman los datos del diagrama unifilar de la red eléctrica nacional en tensión, como se detalla a continuación.

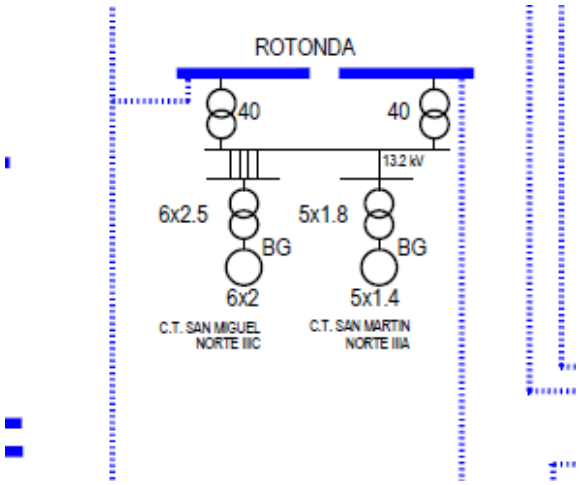


Figura 7.1.4. Esquema unifilar del nodo Rotonda.

En la imagen se puede observar la capacidad y conexiones al nodo rotonda. Es posible observar que este nodo dispone de dos transformadores de media tensión conectados en paralelo, cada uno de 40 MVA de capacidad. Al primario de uno de los transformadores se haya conectado la planta generadora San Miguel Norte III, la cual cuenta con 6 motores de aproximadamente 2 MW de capacidad instalada, de factor de potencia 0,8, los cuales aportan 6*2,5 MVA=15 MVA, habiendo para este transformador una potencia disponible de 25 MVA. Por otro lado, al segundo de los transformadores, también de 40 MVA de capacidad, se conecta la planta San Martín Norte III, la cual cuenta con 5 motores de 1,4 MW y 1,8 MVA, factor de potencia 0,77; con lo anterior, para el segundo transformador existe una capacidad ociosa de 31 MVA.

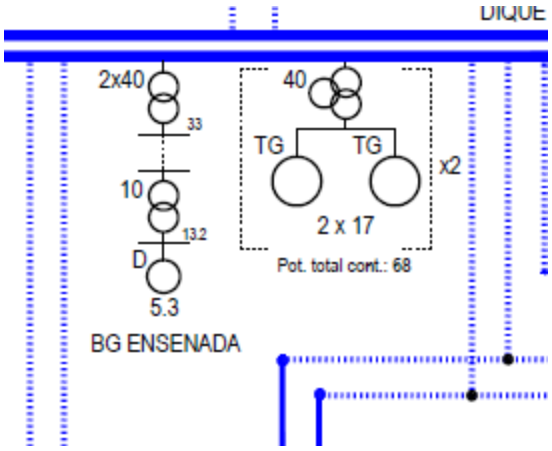


Figura 7.1.4. Esquema unifilar del nodo Ensenada.

Para la conexión a Ensenada se evalúa la capacidad del transformador cuyo voltaje de entrada es de 13,2 KV. Este transformador tiene una capacidad de 10 MVA y un ingreso disponible 5,3 MVA, quedando capacidad disponible para nuevos entrantes de 4,7 MVA.

Se analiza la más desfavorable de las situaciones, en la cual el factor de potencia, que indica la relación entre la potencia activa y la aparente es el mínimo aceptado para la industria y es igual al 75%. Con lo anterior, se obtienen los limitantes de potencia instalada multiplicado a la disponibilidad en MVA por 0,75 para cada transformador de:

Rotonda transformador 1	Rotonda transformador 2	Ensenada
18,75 MW	23,25 MW	3,525 MW

Tabla 7-1-2 Potencias nominales máximas que se podrían conectar a los nodos estudiados.

e. Restricciones tecnológicas

Para considerarse las restricciones tecnológicas de la producción de energía eléctrica a partir de biogás, se debe tener en cuenta la restricción asociada a la generación de biogás dentro de un relleno sanitario; del cual se utilizará como componente combustible al metano.

Se pueden distinguir cinco fases en la generación de biogás:

1. Fase 1: En esta etapa ocurre la descomposición anaeróbica del gas y se produce dióxido de carbono, agua y calor.

2. Fase 2: En esta fase se originan compuestos ácidos y gas hidrógeno, además de sostenerse la producción de dióxido de carbono. También se destruyen grandes moléculas, que forman pequeñas cadenas en las que se incluye amoniaco, dióxido de carbono, hidrógeno y agua.

3. Fase 3: En esta etapa la generación de dióxido de carbono disminuye y aparecen bacterias metanogénicas que comienzan a consumir subproductos obtenidos de la etapa anterior.

4. En esta fase, el metano se produce en concentraciones que generalmente se hallan entre el 50% y el 54% del volumen total y de forma estable. Esta es la etapa en la que el biogás es aprovechables como combustible para la generación de energía eléctrica. Normalmente se alcanza dos años después de haber posicionado los residuos en el relleno sanitario, y la fase dura un mínimo de 8 años.

5. La creación de biogás baja significativamente debido a la escasez de nutrientes y por sustratos disponibles son de degradación lenta.

El funcionamiento del relleno sanitario se dará entonces, mientras los residuos se hallen en la fase 4 de descomposición. A fines prácticos se toma el supuesto que la construcción de la planta y del relleno sanitario tardará cuatro años, pero que se divide la construcción del relleno sanitario en dos etapas. La primera etapa ocurrirá del año 0 de construcción hasta el año 2 y en ella se construirá la primera mitad del relleno sanitario. Una vez finalizada la primera etapa de construcción se rellena ese medio relleno sanitario que, a partir del año 4 de construcción, cuando se habilite comercialmente a la planta, entrará en su fase metanogénica estable y se podrá usar como combustible a la inauguración de la planta. La segunda etapa de construcción del relleno sanitario culmina en el año 4 de construcción, por lo que se comienza a llenar de modo simultáneo a que la planta de generación de energía eléctrica entre en funcionamiento. A partir del año 2 de funcionamiento de la planta la totalidad del relleno sanitario se halla en su fase metanogénica y la planta es capaz de operar a capacidad nominal.

7.1.1. Conclusión de año de entrada y proyecciones de cantidad

La primera de las restricciones es la de la potencia máxima de licitación propuesta por CAMMESA. Habiéndose propuesto una potencia instalada de 10 MW, ya que, como se mencionó anteriormente, fue la potencia máxima de licitación para cada proyecto de biogás obtenido a partir de RSU. Según las proyecciones realizadas (ver figura 7.1.4) para dicho año, para cualquiera de los escenarios de generación de renovables, se estima que se licitan 10 MW de la tecnología en análisis, por lo que no existen restricciones contractuales. Esto será revisado luego en el estudio de ingeniería.

Para dicha potencia instalada, se proyectó que no aplican restricciones de acceso a la materia prima. Teniéndose en cuenta las restricciones de nodo, se descarta la conexión al nodo de Ensenada y se concluye que la conexión será al nodo Rotonda, para el cual no aplicar restricciones de capacidad en la conexión a ninguno de los transformadores. Teniéndose en cuenta las restricciones tecnológicas asociadas a la descomposición de la materia prima según los grados de avance de la

obra que se proponen y tomando como año de entrada el 2027, ya que se licita en 2023 y se toma el supuesto que la construcción de la planta dura 4 años, se obtienen las siguientes proyecciones de cantidad (recuérdese que por contrato la energía producida es igual a la vendida a CAMMESA):

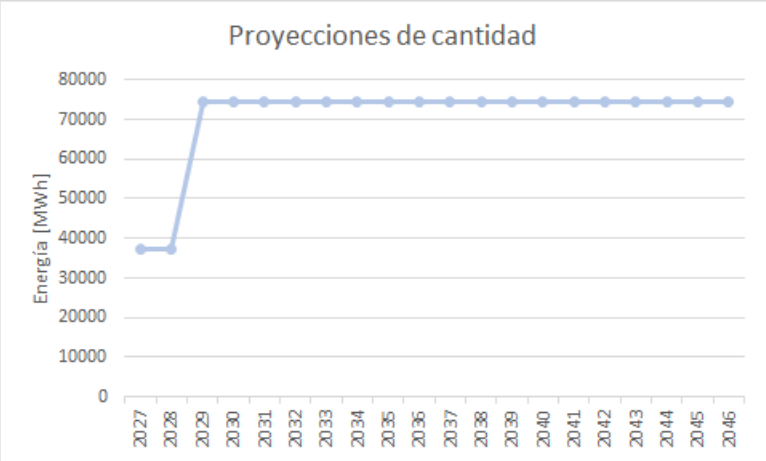


Figura 7.1.4.Proyecciones de cantidad de energía producida.

Finalmente, se plantea la posibilidad de comenzar la construcción de la planta en 2021 para licitar en 2023 y habilitar la planta comercialmente en 2025. Sin embargo, no se evalúa con profundidad la posibilidad ya que se analiza con un mayor nivel de detalle en un posterior análisis de riesgos.

7.1.2. Efecto de la entrada en el sistema

En primer lugar, se evalúa el efecto de la entrada del proyecto en el sistema energético nacional total. En base a las proyecciones de generación y de cantidad, al año de entrada, el proyecto representa un 0,024% de la generación. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que para este tipo de mercados y, en concordancia con el análisis de demanda y de generación, la generación será siempre igual a la demanda ya que se desprecian las pérdidas de transporte y el balance comercial. Con lo anterior, cuando aumente la generación por el efecto de la entrada del proyecto en el sistema la demanda también lo habrá hecho, por lo que no se generará un desplazamiento del equilibrio por haber un exceso de demanda. Como el proyecto viene a suplir el aumento de la demanda, tampoco este desplazará la energía entregada proveniente de otros generadores, sino que esta se mantendrá inalterada; no afectando los beneficios de los generadores o consumidores.

Por otro lado, se evalúa el efecto de la entrada en el sistema comprendido por los generadores de energía a partir de biogás de relleno sanitario y los contratistas de este tipo de energía. Debido a que, como se explicó en la sección de potenciales canales de entrada, este tipo de energía se compra únicamente en programas licitatorios del tipo RenovAr con CAMMESA, no existe un desplazamiento del precio del equilibrio para el mercado existente al momento de entrada debido a que el precio en los contratos RenovAr se pacta a la fecha en que se firma el contrato y es

conocido durante el período de abastecimiento que dura 20 años. Téngase en cuenta que las primeras licitaciones RenovAr surgen recién en 2017, porque en el corto y mediano el precio se mantiene inalterado, por lo que también lo hacen los beneficios.

A futuro puede existir un efecto de la entrada en el sistema para nuevos entrantes si se desarrolla la tecnología, ya que CAMMESA podrá licitar una mayor potencia requerida y por tal efecto disminuir el precio de la tecnología para próximas rondas RenovAr.

7.2.Proyecciones de precio

Para contemplar el análisis del precio, se debe conocer que según los pliegos de bases y condiciones de todas las rondas RenovAr, el precio se licita en dólares americanos por unidad de energía medida en MWh y para la totalidad de la duración del contrato de abastecimiento. Para la determinación del precio de venta se toma en cuenta el precio histórico para cada licitación RenovAr en la que se licitó biogás proveniente de relleno sanitario según la capacidad instalada.

Existieron dos tipos de programas RenovAr: las rondas licitatorias 1, 1,5 y 2, destinada a proyectos de mayor alcance y la ronda 3, destinada a proyectos del tipo MiniRen, es decir, instalaciones de menor potencia. Para cada una de las rondas RenovAr los precios máximos de licitación para la energía obtenida a partir de biogás proveniente de rellenos sanitarios fue de 130 US$/MWh y los precios ofertados y contratados en todas las rondas fueron los que se detallan a continuación:

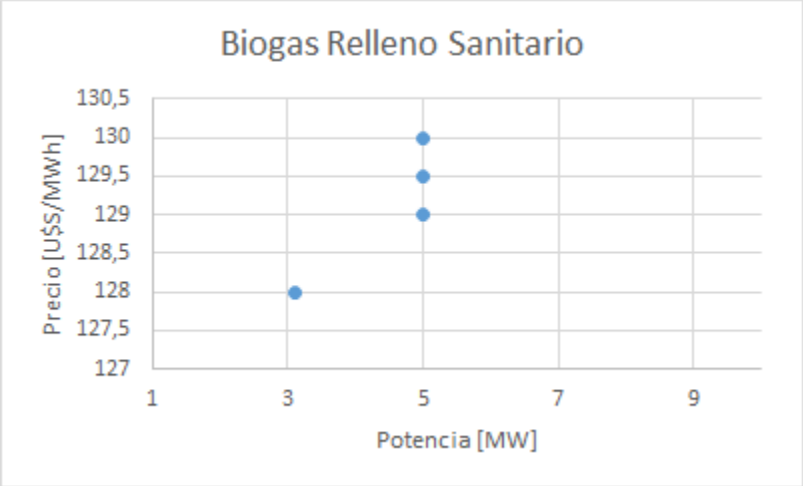


Figura 7.2.1 Diagrama de dispersión precio-potencia para las rondas Renovar 1 y 2.

En la imagen se observa que el precio mínimo de licitación fue de 128 US$/MWh, y es el que se tomará de base para maximizar la probabilidad de entrada, ya que se licitará la máxima potencia adjudicable a cada proyecto.

Se puede apreciar que el rango de dispersión, comparando con todas las licitaciones de renovar para todas las tecnologías, es prácticamente despreciable. Además, al haber pocos datos, no se pueden detectar patrones sobre el comportamiento macro en función de la potencia, si bien, se espera que, a mayor potencia, por lograr economías de escala podría lograrse licitar precios mas competitivos, lo cual permitiría maximizar la probabilidad de ganar la licitación.

Como se mencionó anteriormente, se elige preliminarmente el menor precio de la muestra por falta de representatividad de los datos, y pequeño tamaño de la muestra. Luego en los posteriores capítulos se ahondará en detalle en cómo mejorar el precio para poder optimizar la rentabilidad del proyecto manteniendo las chances de ser competitivo en la licitación.

Para las licitaciones del tipo RenovAr 1 y 2 las ofertas compiten entre sí por el precio ofertado ajustado (POA), el cual se define como el precio ofertado multiplicado por el factor de pérdida del PDI correspondiente al proyecto, que será un factor que contemple las pérdidas eléctricas en el nodo al que se conecta el proyecto, calculado por CAMMESA y definido en el pliego de bases y condiciones para los nodos a los que aplica, menos quince centavos de Dólar por MWh (0,15 US$/MWh) por cada treinta (30) días corridos de diferencia entre el Plazo de Ejecución Ofertado y el Plazo de Ejecución Máximo. Para el nodo Rotonda, al cual se propone conectar la planta generadora, no aplica el factor de pérdidas de PDI. Para la priorización de ofertas, CAMMESA ordena las ofertas en una lista creciente en función del POA que hubiese obtenido, ubicándose en primer lugar la oferta que obtuviese el menor POA.

Para el anterior tipo de licitaciones, el precio adjudicado, que es el que cobrará el oferente en caso de celebrarse un contrato, se calcula como el precio ofertado, multiplicado por un factor de ajuste anual y por un factor de incentivo para cada año calendario. Ambos factores de ajuste se detallan en el pliego licitatorio y se anexan.

Para una licitación del tipo RenovAr 3, del tipo Mini RenovAr, las ofertas también se ordenarán por su precio ofertado ajustado, contratando los proyectos de menores valores; pero esta vez para las tecnologías de biogás, biogás de relleno sanitario, biomasa y pequeños aprovechamientos hidráulicos se calcula como el precio ofertado, al cual se le extrae un valor de 5 US$/MWh para cada MWh que se demuestre desplazar de energía proveniente de centrales térmicas. Para el proyecto no se contempla el diferencial por desplazamiento de generación forzada, ya que al nodo Rotonda no se hallan conectadas centrales de generación convencionales. Finalmente, para este tipo de contrato, el precio adjudicado será igual al ofertado y se mantendrá constante durante la vida útil del proyecto.

Para cada uno de los tipos de licitación se obtienen las siguientes proyecciones de precios (los resultados se anexan):

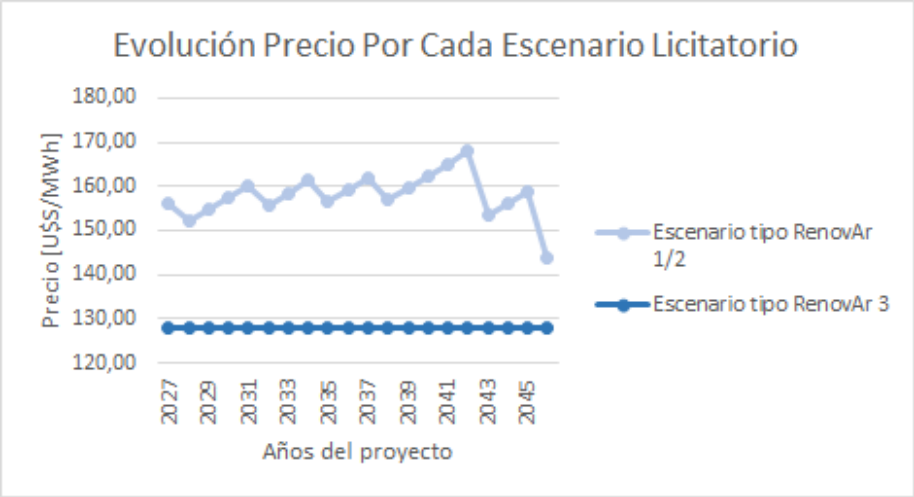


Figura 7.2.2. Proyecciones de precio para los escenarios licitatorios planteados.

Finalmente nótese que no se analizan los precios del mercado spot, ya que la energía contratada por CAMMESA mediante la licitación RenovAr es igual a la energía generada, por lo que el mercado spot no será un mercado objetivo para el proyecto.

Resumen del capítulo de mercado

A modo de conclusión, se detallan las principales conclusiones obtenidas a partir del estudio de mercado.

En primer lugar, una de las conclusiones fundamentales del análisis es el mercado objetivo de la energía producida a partir de biogás de rellenos sanitarios. En cuanto a este, se concluye que el mercado objetivo para esta energía serán las licitaciones RenovAr de CAMMESA y no el MaTER, ya que en este último se comercializan energía eólica y solar fotovoltaica, de precios significativamente inferiores al LCOE esperado de la energía obtenida a partir de biogás de RS. Se debe tener en cuenta, que siendo RenovAr el contrato de compraventa por el cual se comercializa el producto de estudio, que el proyectista está sujeto a los períodos en los cuales CAMMESA decida lanzar nuevas rondas de este tipo de licitación. Se concluye, entre otros, que el mercado de energía renovables (a excepción de la energía eólica y solar fotovoltaica) es un mercado incipiente, altamente dependiente de incentivos estatales.

Por otro lado, siendo que el programa RenovAr será el principal demandante de este producto, se deben realizar proyecciones de precio y cantidad a licitar en este mercado.

Para lo anterior, se parte de disponibilidad nacional de potencia instalada, de la vida útil remanente de las distintas plantas generadoras de energía y de proyecciones de demanda de energía eléctrica, la cual se explica mayoritariamente a partir de variables macroeconómicas como ser población y PBI per cápita. No se considera el mercado internacional de energía, ya que el balance de saldos de operaciones de compra venta internacionales de energía resulta despreciable. Así, se concluye que en 2023 habrá una nueva ronda de licitaciones RenovAr, en la cual el proyectista podrá licitar una potencia instalada de 10 MW. Para dicha licitación, en función de si es una licitación del tipo 1/2 o 3 se estima, en el primer caso, un precio medio de US$ 155/MWh aproximadamente y en el segundo un precio de 128 US$/MWh.

II CAPÍTULO INGENIERÍA

Introducción al capítulo de ingeniería

En este trabajo se pretende realizar un estudio de prefactibilidad de una planta de generación

eléctrica a partir de biogás de relleno sanitario mediante residuos urbanos. Se pretende analizar en cuatro etapas principales.

La primera será un estudio de mercado para analizar mecanismos de entrada al mercado eléctrico, los canales de entrada y sus dinámicas y procesos asociados. El output de esta etapa es determinar volúmenes de venta y precios según proyecciones de oferta, entrada y análisis de la competencia.

En la segunda etapa se analizará el área de ingeniería del proyecto. Se dimensionará la planta,

seleccionará tecnología y se optimizará el proceso de producción. La tercera etapa consta de un análisis de viabilidad económica financiera del proyecto, tomando como input las primeras dos etapas, definiendo facturación, costos y analizando el beneficio económico del proyecto.

Finalmente, en la última etapa se analizarán las principales fuentes de riesgo asociadas al proyecto mediante diferentes técnicas cualitativas y cuantitativas. A partir de esto se desarrollarán estrategias para mitigar los riesgos encontrados y su impacto en el desarrollo del proyecto.

Particularmente en este informe se describirán en detalle en análisis de ingeniería para el proyecto.

Primero se plantea un análisis descriptivo del proceso productivo y cuáles son las tecnologías necesarias, seleccionando la más adecuada.

Principalmente, se realiza el balance de necesidades y de la línea de producción, para así dimensionar la planta de generación y diseño del relleno sanitario. Luego se analizan en detalle los aspectos de la operación y mantenimiento de la planta. Por último, se realiza un estudio de

dimensionamiento de la mano de obra y organización del personal y un estudio de localización de la planta.

Como conclusión de este primer informe se presentan las maquinarias requeridas para llevar a cabo el proyecto, los aspectos operativos necesarios y las curvas de inversión y costos operativos del proyecto.

1. Descripción del producto.

El proyecto estudiado consiste en una usina eléctrica a biogás de relleno sanitario, por lo tanto, la energía es el producto a vender. Se busca que la usina pueda entregar en el punto de medición 10 MW de potencia eléctrica durante 15 años. Si bien en la entrega de mercado se habían estipulado 20 años, luego de estudiar vida útil de las maquinarias a utilizar y capacidad del módulo para entregar el combustible suficiente, se decide reducir a 15 años. Esto está contemplado en los pliegos históricos de RenovAr (esquema bajo el cual se estipula que se licite el proyecto) en el que hay una cláusula que permite, pasado el décimo año y avisando con anticipación, retirarse antes de que se cumplan 20 años, duración base de las licitaciones.

La generación de energía eléctrica se realizará mediante la combustión de biogás de relleno sanitario. El mecanismo por el cual la mayor parte de este gas se genera es la descomposición anaeróbica de residuos sólidos urbanos.

El biogás está compuesto principalmente por dióxido de carbono y metano, y su composición varía con el tiempo de vida del relleno.

El proceso de disposición de RSU en rellenos sanitarios involucra tres operaciones. Primero se depositan y se esparcen los residuos en capas. Luego se compactan las capas para eliminar la presencia del aire, y por último se cubre el material con tierra compactada para favorecer aún más la descomposición. De esta manera se reduce la propagación de ratas e insectos en el relleno, se reducen las chances de un incendio espontáneo, se evita asentamientos descontrolados de material y se usa el espacio eficientemente.

La etapa de descomposición de residuos se divide en cuatro fases.

Fase I: Ajuste inicial. En esta etapa los residuos comienzan a degradarse apenas son colocados en el relleno. Inicia la actividad bacteriana bajo condiciones aeróbicas ya que no se eliminó la totalidad del aire.

Fase II: Etapa de transición. En esta etapa empieza a agotarse el oxígeno en los residuos y las condiciones anaeróbicas empiezan a mejorar. Aquí comienza la reducción de nitratos y sulfatos.

Fase III: Se acelera la actividad bacteriana de la fase II, y comienza la producción de una cantidad significativa de ácidos orgánicos, de ahí que muchas veces esta etapa se la denomina *fase ácida*. Esta fase se puede dividir en 3 pasos. Primero la hidrólisis de compuestos de alto peso molecular, permitiendo que los microorganismos puedan utilizarlos como fuente de energía. El segundo paso es la *acidogénesis*, aquí estos compuestos son transformados en otros intermedios como ácido acético y en menores concentraciones ácido fúlvico y otros ácidos orgánicos. En esta etapa, el principal gas generado es el dióxido de carbono. También bajas cantidades de hidrógeno son producidas.

Fase IV: Fase metanogénica. En esta fase, un segundo grupo de microorganismos convierten los ácidos y el hidrógeno de la tercera fase en metano y dióxido de carbono

Fase V: Fase de maduración. En esta fase, la materia orgánica fácilmente descomponible ya se ha convertido en metano y dióxido de carbono y disminuye significativamente la producción de biogás. En esta fase se genera metano, pero en bajas cantidades.

El biogás generado en el relleno, al tener metano en su composición, resulta apropiado para ser quemado en una máquina térmica y generar energía eléctrica o calorífica en caso de que así se decida. Sin embargo, para poder ser utilizado como tal, es conveniente tratarlo de manera controlada para que las condiciones en la generación sean óptimas.

A continuación, se presentan la composición típica del biogás de relleno sanitario. Se tomó como fuente información provista por CEAMSE, comparando con otros estudios de composición.

Salida del pozo	Composición	
Metano	40 - 50%	Volumen
CO2	18-28%	Volumen
N2	10-14%	Volumen
O2	0-1%	Volumen
Vapor de agua saturado	2-7%	Volumen

Tabla 1-1 Composición típica de biogás relleno sanitario. Fuente: CEAMSE.

2. Proceso

2.1.Proceso Productivo

1. Disposición de los residuos en el relleno.

Esta es la primera etapa del proceso productivo y es cuando se colocan los residuos sólidos urbanos en rellenos sanitarios a medida que van ingresando al complejo ambiental. La correcta realización de este procedimiento es esencial para asegurar un buen suministro de biogás durante la vida útil del proyecto.

Durante esta etapa se da disposición a los residuos de una manera ordenada y en forma de celdas, las cuales se van tapando con tierra o un material similar luego de cada ciclo operativo, el cual suele ser de un día. Estas celdas se tapan para evitar la fuga de gases durante la construcción, así como la prevención de presencia de ratas y otros animales que puedan ser potenciales vectores de enfermedades. Durante el armado de cada celda, la basura colocada es compactada, no sólo para reducir el volumen del relleno sino también favorecer las condiciones de descomposición anaeróbica de los residuos ya que se elimina la presencia de aire (y de oxígeno) en los intersticios de los residuos colocados. Una capa completa de celdas se denomina alzada. El relleno estará completo cuando se complete la cantidad de alzadas que ocupen el volumen proyectado del relleno.

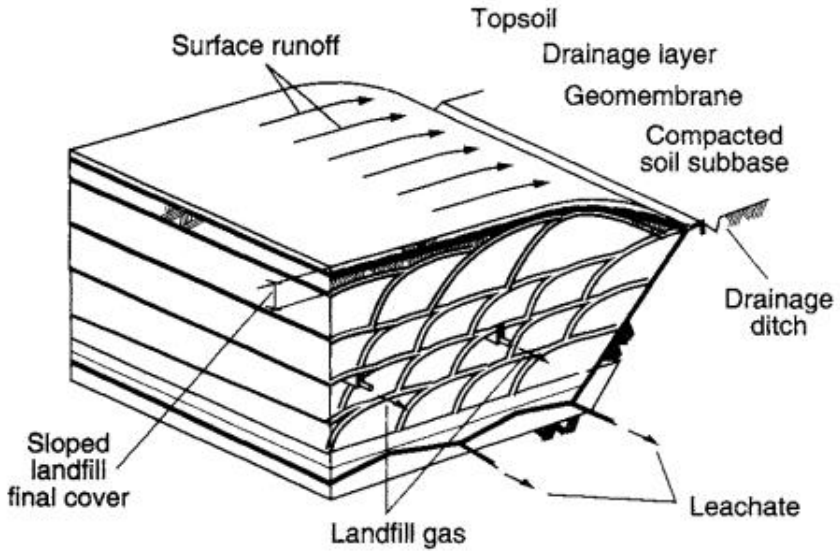


Figura 2.1-1Esquema en corte de la disposición de la basura el relleno, en celdas y alzadas.

Existen distintos métodos de disponer la basura en rellenos sanitarios, como se verá más adelante, para el proyecto se usan rellenos de trincheras. Por este motivo, se requerirá cavar una depresión sobre el terreno por lo que esta tierra será utilizada para tapar las sucesivas celdas y además armar las calles temporarias para circular con los camiones de basura dentro del relleno para realizar la operación de descarga.

Al terminar el llenado de los rellenos sanitarios estos se cubren con una capa de tierra y otros minerales, como puede ser arena, para evitar tanto fugas de gases como filtraciones desde el exterior como aire, el cual puede contaminar el biogás con oxígeno e incluso aumentar el riesgo de incendio; y agua de lluvia, la cual es responsable de los líquidos lixiviados que se forman en el fondo del pozo. Un exceso de estos líquidos lixiviados dentro del relleno puede inhibir la actividad de los microorganismos productores de gas

2. Proceso de tratamiento de biogás para generación de energía.

Partiendo desde la generación y captación del biogás hasta la generación de la energía eléctrica, se deben realizar varios procesos sobre el gas para que este sea apto para la generación de energía, minimizando emisiones y evitando daños sobre la maquinaria generadora.

El proceso comienza con la captación del biogás. Esta se realiza mediante la inserción de tuberías en el relleno en una determinada cantidad de pozos. Estos caños suelen ser de PVC o Polietileno de alta densidad, dependiendo de las variables de control propias del proyecto como pueden ser caudal de biogás requerido y la presión, así como las características del biogás. En la sección de selección de tecnología se definirá cual se utilizará.

Una vez que el gas llega desde el relleno a las tuberías, este pasa por estaciones reguladoras donde se mide el caudal y monitorea la composición del gas. Dependiendo del estado de la operación y la composición del gas en cada pozo, estas estaciones regulan el caudal para poder obtener la mezcla más adecuada de gas para utilizar en la planta. Estas estaciones pueden ser automáticas o manuales. Se decidirá en un apartado más adelante cual convendrá utilizar. Una vez pasado por las válvulas de regulación de caudal, el biogás se dirige a la planta de tratamiento, donde todas las tuberías convergen.

A la entrada de la planta se realiza el primer tratamiento al gas. Este es el desnebulizado, en el cual se elimina el líquido de arrastre que puede traer el gas desde el relleno. Este líquido es un efluente que deberá ser tratado y se envía a la planta de tratamiento de líquidos lixiviados junto con los mismos líquidos que son extraídos del fondo del relleno sanitario. En este proceso también, se eliminan las partículas más grandes que pueden llegar a venir desde el pozo con el biogás.

Luego de esta primera etapa, se encuentra la estación de bombeo del gas, la cual es necesaria ya que, dentro del relleno sanitario, el biogás, se suele generar a presiones similares a la presión atmosférica, por lo que este no migra fuera del mismo por diferencia de presión natural, sino que se le debe inducir un vacío. En esta etapa se requiere algún tipo de compresor, el cual se seleccionará más adelante. Luego de la etapa de compresión, el gas pasa por una válvula de dos vías, donde dependiendo el momento del proyecto, el gas puede ser dirigido a unas antorchas donde se quema gas cuando este se produce en exceso o prosigue al tratamiento del gas para la generación eléctrica.

Siguiendo con el tratamiento del gas, la etapa posterior es el enfriado, ya que debido a la compresión a la que fue sometido, la temperatura del biogás se eleva. Además, con este enfriado, se separa el vapor de agua saturado que viene en la mezcla de gas.

En la etapa siguiente, se separan dos flujos por efecto ciclónico, uno con el condensado y partículas grandes y medianas y otro con el biogás. Luego, el biogás, se hace pasar por un filtro coalescente, donde se elimina el particulado más fino.

Por último, antes de pasar a la generación de energía eléctrica, se hace pasar el gas por un filtro de siloxanos. Los siloxanos son compuestos orgánicos con base de silicio que, al ser quemados, generan como producto dióxido de silicio, el cual puede ocasionar incrustaciones en los motores, dañándolos.

La generación de energía eléctrica se realiza mediante la combustión del metano según la siguiente reacción:

$$CH_4 + 2O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O + \text{Calor} \qquad (4)$$

Se plasma el proceso en el siguiente diagrama de procesos:

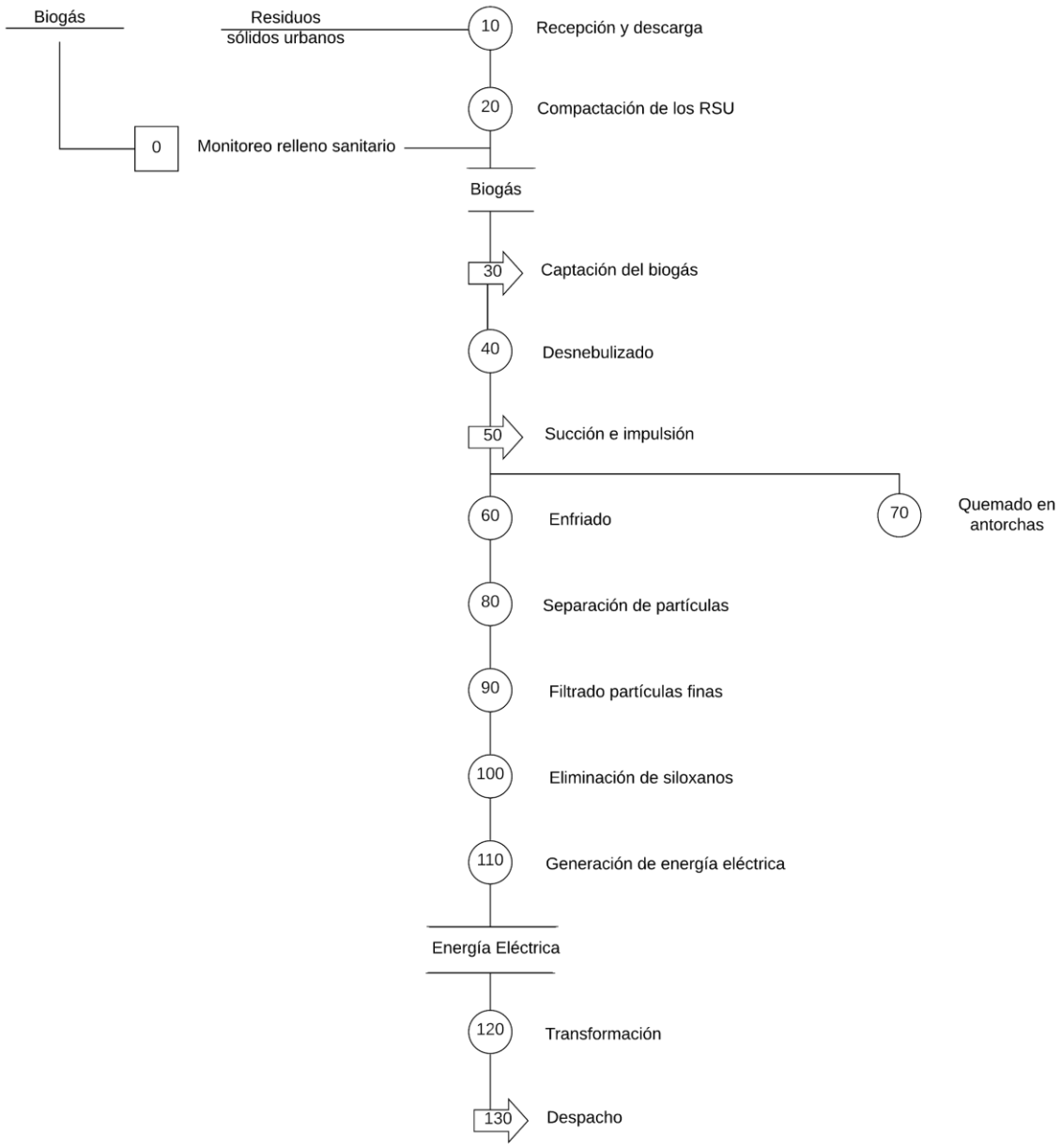


Figura 2.1-2 Diagrama de Procesos.

A continuación, se describirán cada uno de los procesos con un mayor nivel de detalle:

Disposición de los residuos

En un relleno sanitarios los residuos se depositan sin separación o tratamiento químico alguno. Existen distintos métodos de separación mecánica de residuos mediante los cuales se podría obtener la materia orgánica, pero por motivos de costos estos no son implementados.

Sin embargo, aunque la materia prima no es pretratada, para su disposición esta deber ser compactada con el fin de minimizar el volumen que ocupa el relleno sanitario y para favorecer las condiciones de degradación de la materia orgánica. Los residuos previos a ser compactados tienen un peso específico medio de 250 kg/m2 y son compactados hasta alcanzar pesos específicos de 600 a 900 kg/m3. Para compactar los residuos se utilizan distintas maquinarias en función de la cantidad de toneladas diarias que vayan a ser compactadas. Como se explicó antes, diariamente se forman celdas diarias en las que se compactan los residuos y luego de depositados en un relleno sanitario estas son cubiertas.

Existen distintos métodos constructivos para los rellenos sanitarios, estos son en método de trincheras y el método del área. El método de trincheras o zanja se utiliza en zonas planas, en las que se cavan zanjas en las que se colocan las celdas de residuos para que estas sean luego estas sean tapadas con tierra de excavación y compactadas con tractores adecuadamente acondicionados. Por otro lado, el método de área es aquel que se implementa en suelos rocosos o en suelos en los que no se pueden excavar fosas diarias para enterrar los RSUs, por lo que se colocan los residuos en la superficie del terreno, previo a haberlo impermeabilizado, y son cubiertos con material transportado desde otros sitios; para poder aplicar este método es necesario que el terreno posea una mínima pendiente de entre 18,4º y 26,5º.

Para la compactación de los residuos se utiliza tractores compactadores de rellenos sanitarios, los cuales con las ruedas trituran la basura y con una pala la distribuyen en la celda diaria.

En el relleno sanitario se generan líquidos lixiviados debido a la presencia de humedad en el precio. Estos efluentes limitan la eficiencia de captación del biogás y además son altamente contaminantes, por lo que deberán ser tratados antes de ser vertidos en acuíferos libres. Para evitar que estos líquidos tapen los ductos colectores de biogás en el relleno se utilizan trampas o cárcamos de condensado. Estos líquidos residuales deben ser transportados a piletas de contención o a plantas de tratamiento mediante bombas.

Generación del biogás

La generación de biogás dentro de los rellenos sanitarios surge de la descomposición anaeróbica de los residuos sólidos urbanos orgánicos, mayormente de la degradación de los alimentos. La formación del biogás es un proceso de transformación química en el que se liberan los siguientes compuestos de la materia orgánica: Metano (CH4), Dióxido de carbono (CO2), Nitrógeno (N2), Oxígeno (O2), Hidrógeno (H2) y otros componentes minoritarios, siendo el metano el gas de interés para la generación de energía eléctrica por su alto poder calorífico. El proceso consta de cinco etapas durante las cuales varía la concentración volumétrica de los distintos gases que se generan dentro del relleno sanitario. Las mismas se describen gráficamente a continuación:

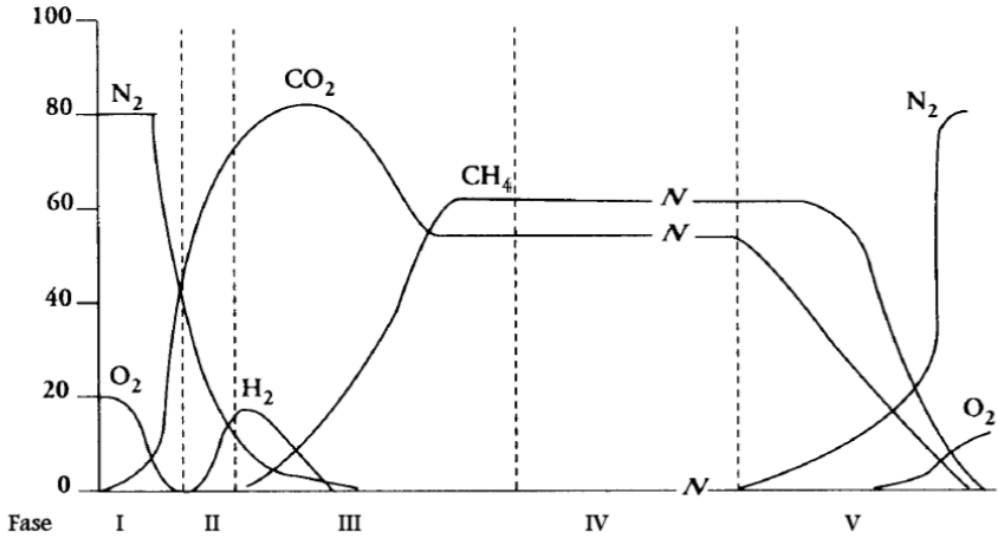


Figura 2.1-3Curvas de composición porcentual del biogás.

La primera fase de descomposición de los RSUs (Fase I) es la fase aeróbica en la cual las fases con mayor facilidad para biodegradarse se descomponen rápidamente, formado oxígeno y nitrógeno. La segunda fase (Fase II) es una condición que también se da en condiciones aeróbicas, pero en la cual se comienzan a desarrollar condiciones anaeróbicas por efecto de la fermentación de los residuos orgánicos, durante esta etapa aumenta drásticamente la concentración de dióxido de carbono y se producen ácidos orgánicos, disminuyendo el PH en los rellenos orgánicos y mutando drásticamente la actividad biológica en el mismo.

Finalizadas las primeras dos etapas de descomposición de los residuos orgánicos comienzan las fases de descomposición anaeróbica. De estas la primera en ocurrir es la Fase III que se da como resultado de la aparición de organismos formadores de metano, que en condiciones adecuadas actúan de forma lenta formando metano y disminuyen las tasas de generación de dióxido de carbono. Finalizada la Fase III comienza la Fase IV, que será la de mayor interés para el desarrollo de una usina generadora de energía a partir de biogás obtenido a partir de rellenos sanitarios. La Fase IV, es la denominada fase metanogénica estable en la que se normaliza la producción de metano (recuérdese que este es el gas de interés). Esta fase se da aproximadamente a los dos años y dura entre cuatro y cinco años a lo largo de los cuales las concentraciones de metano oscilan entre el 40 y 60% en volumen.

La fase metanogénica es la fase en la cual se genera metano, y que será de interés para el proyecto. Nótese que esta etapa dura en promedio de cinco años mientras que la vida útil del proyecto es de veinte años. Habiendo dicho lo anterior, será necesario rellenar los rellenos sanitarios durante un

período de tiempo que se determinará en el balance de línea para asegurar la disponibilidad de biogás durante los veinte años que por contrato se deberá inyectar energía a la red.

Finalmente, habiendo finalizado las tercera y cuarta etapa, anaeróbicas, de descomposición del biogás comienza la Fase V, que será la etapa de decaimiento de la producción de biogás, en la cual la producción de metano y dióxido de carbono disminuye y la presencia de aire atmosférico introducen nuevamente condiciones aeróbicas en el sistema. Esta fase dura varias décadas.

Captación del biogás

El proceso de captación de biogás es una etapa en la cual se extrae el biogás generado en los rellenos sanitarios y se lo transporta hasta la planta de tratamiento/ generación de energía eléctrica. La captación del gas comienza en su extracción del relleno sanitario; para llevar a cabo esta operación, se deben cavar pozos de extracción que recorran el vertedero, por medio de los cuales el gas extraído migrará. Existen distintos tipos de sistemas de extracción de biogás que serán explicados con mayor profundidad en su sección correspondiente en Selección de Tecnologías, y que son: la extracción mediante pozos verticales y la extracción mediante pozos horizontales, cuya selección dependerá de múltiples factores.

Los pozos de extracción, que atraviesan el relleno sanitario, suelen estar compuestos por tuberías de plástico ranurado y con el objeto de brindarles mayor resistencia mecánica se los suele recubrir con masas rocosas o membranas de material compuesto. Por encima de la superficie de los desechos los pozos de extracción poseen una terminación denominada “cabeza de pozo”, que permite la aplicación de vacío para impulsar el gas hacia el exterior. Los rellenos sanitarios suelen ocupar territorios muy extensos, por lo que se requerirá de numerosos pozos de extracción para obtener el biogás que se produce dentro del relleno.

Luego de la extracción del biogás este es transportado por medio de ductos en los que es venteado a la planta de generación. En esta etapa se producen pérdidas por fricción, que dependen principalmente de la velocidad en que viaja el biogás por los ductos, su longitud y la viscosidad del fluido.

En la etapa de extracción y transporte del biogás no se obtiene la totalidad del biogás que se genera, sino que se obtienen porcentajes de captación promedio durante la vida útil del proyecto. Para este proyecto, se adopta un porcentaje de captación del 73% ya que es el valor promedio para biogás de las características con las que se modela la producción de biogás en el relleno sanitario (Se desarrolla en la sección de obtención de biogás de Selección de Tecnología).

Desnebulizado

Esta es la primera etapa del pretratamiento del biogás. En esta etapa se eliminan los líquidos transportados por arrastre con el biogás ya que la presencia de líquidos en la corriente del proceso puede ocasionar efectos negativos en el rendimiento de la planta, además de poder dañar las maquinarias, incrementando los costos de mantenimiento y reinversión. En esta primera etapa de pretratamiento se elimina el líquido que contenga mezclado con el biogás, el cual reduce el espacio disponible para que circule biogás, aumentando la caída de presión en las tuberías. Habiendo presencia de dos fases en el flujo se puede generar inestabilidad en el sistema, que se traduce en oscilaciones que pueden mover del estado estacionario al sistema y traer problemas en el control de la operación.

Además, el arrastre de líquidos puede generar depósitos en las paredes de las tuberías que reducen su suavidad, aumentando las pérdidas por fricción en el transporte del biogás. Para la eliminación de estos líquidos, se suelen colocar trampas de líquidos en cada pozo, además de alguna tecnología de desnebulizadores a la entrada de la planta la cual será elegida en el apartado de selección de tecnología.

Antorchas

Esta etapa es esencial para cualquier planta de recuperación de energía a partir de biogás, principalmente por motivos de seguridad de operación. Las antorchas permiten controlar las emisiones de biogás durante el arranque y parada de la planta de generación de energía; además, sirven para evacuar el exceso de biogás que se haya transportado y que la planta no puede procesar.

El gas debe ser evacuado ya que, si no se evacua, por ejemplo, al estar parada la planta por mantenimiento, puede verse incrementado el riesgo de incendio en el relleno por acumulación de biogás. Además, se quema por motivos medioambientales, ya que, si se liberase directamente el biogás, este tendría un potencial contaminante mucho mayor, principalmente por el metano, que tiene mayor poder de efecto invernadero que el dióxido de carbono, producto de la combustión.

Este sistema se debería dimensionar, en teoría, tomando el pico de generación de biogás del relleno sanitario; sin embargo, EPA recomienda que se tome un coeficiente de seguridad de 20% adicional para cubrirse frente a incrementos inesperados en la generación de gas. En cuanto a la implementación del proyecto, un sistema de antorchas permite incrementar de manera gradual el tamaño de la planta, en el caso que, por ejemplo, se decida ampliar la capacidad de generación de la planta.

La tecnología de las antorchas será determinada en el apartado de selección de tecnología.

Succión e impulsión

Un sistema de impulsión es necesario para poder descargar el biogás a las antorchas y a la planta de colección de biogás para la generación; para asegurar el transporte se debe aplicar vacío mediante un compresor en las cañerías ya que el biogás se genera a una presión similar a la presión atmosférica y esto no migra naturalmente. La magnitud de vacío que se debe generar depende del tamaño del sistema de recolección de biogás, el caudal necesario de la planta, y las caídas de presión en las otras máquinas que sean empleadas en la planta. Es esencial utilizar una tecnología flexible, principalmente en términos de caudal ya que este variará inevitablemente durante la vida útil del proyecto.

Enfriado

La compresión del biogás en la etapa de succión e impulsión genera un aumento en su temperatura. Aunque gran parte de este calor generado en la compresión es disipada en el mismo compresor, el gas saldrá del mismo inevitablemente conteniendo mayor calor que con el que entró. Por este motivo, es necesario reducir su temperatura ya que podría generar fatiga en los caños de transporte, normalmente compuestos de polietileno. Sin embargo, el principal motivo del enfriado es para separar el vapor saturado presente en el biogás, el cual para el proyecto desarrollado ronda el 7%. Por último, reducir la humedad del gas permite aumentar su poder calorífico, lo cual aumenta la eficiencia de generación de energía.

Separación de partículas

En esta etapa del proceso se separa de la corriente principal el condensado que surge de la etapa de enfriado, junto con partículas de tamaño medio mayores a 10 micrómetros. La corriente desviada se envía también a la planta de tratamiento de lixiviados.

Filtrado de partículas finas

En esta etapa se debe eliminar casi la totalidad del particulado fino (diámetro menor a 10 micras) presente en el biogás. La eliminación de este particular es esencial para mantener el rendimiento de la planta en niveles óptimos, evitando sobrecostos de mantenimiento y además se reduce la posibilidad de eliminar particulado contaminante a la atmósfera.

Dependiendo de la tecnología elegida en el siguiente apartado, esta etapa podrá ser auto generativa o se deberá cambiar cada un determinado periodo de tiempo.

Eliminación de siloxanos

Los siloxanos son sustancias orgánicas con silicio presente en su composición. Generalmente se encuentran en productos comerciales y hogareños como lo pueden ser shampoos y acondicionadores. Durante la descomposición de los residuos en el relleno, estos compuestos se

volatilizan y se mezclan con los productos de la descomposición, pasando a formar parte del biogás. Como se mencionó anteriormente, los siloxanos, al quemarse dentro de una máquina térmica, se forma dióxido de silicio (SO2), el cual se acumula en los intersticios de la máquina, aumentando los costos de mantenimiento y reduciendo el rendimiento de la máquina. (Global Methane, 2020). La tecnología a utilizar se define en el apartado de selección de tecnología.

Figura 2.1-4 Daño a máquinas térmicas por acumulación de SO2. Fuente: Mordern Power Systmes.

Generación de energía eléctrica

En esta etapa del proceso, el biogás es quemado en una máquina térmica, a definir posteriormente, para, mediante un generador eléctrico generar energía eléctrica que será inyectada a la red de SADI.

Transformación y transporte

Una vez generada la energía eléctrica, la cual suele realizarse en baja tensión debido a la relativamente baja potencia instalada de las usinas eléctrica a biogás, es necesario elevar a media tensión para disminuir las pérdidas en el transporte hacia el nodo de interconexión. El transporte hacia la subestación de transformación o nodo debe realizarse mediante instalaciones eléctricas adecuadas para dicha finalidad.

Paradas programadas y mantenimiento del proceso productivo

Como se mencionó en el capítulo de análisis de mercado, el mercado objetivo para un proyecto de biogás obtenido de rellenos sanitarios es la colocación de la energía producida mediante un contrato del tipo RenovAr con CAMMESA. Dado que la energía se entregará mediante este tipo de contrato, será relevante entender las disposiciones de CAMMESA respecto a las paradas programadas y mantenimiento de las distintas maquinarias que componen al proceso productivo.

En el documento “Anexo Pliego de Bases y Condiciones – Convocatoria Abierta a Interesados” provisto por CAMMESA se determinan ciertas condiciones contractuales que deberán ser tenidas en cuenta en el cronograma de mantenimientos programados de la instalación. En el documento se determina que de manera mensual se deberá calcular la disponibilidad de energía para las máquinas que compongan la oferta de generación de energía. Dicha disponibilidad será la energía por la que el proyectista cobrará el servicio a CAMMESA, y se calcula como la potencia contratada menos la potencia no entregada por paradas de la planta.

Para que dicha disponibilidad pueda ser efectivamente cobrada, por el generador de energía, según se detalla en la página 36 del documento Anexo Pliego de Bases y Condiciones – Convocatoria Abierta a Interesados, disponible en la web de CAMMESA “La duración del Mantenimiento programado no deberá superar el número de días declarado por el OFERENTE como número de días máximo anual para tal función. De superarse el número de días declarados a tal fin se considerará la unidad como indisponible”. Así, se entiende que para que efectivamente se pueda percibir el ingreso por la generación de energía eléctrica generada por cierta maquinaria, esta se debe parar como máximo cierta cantidad de días, la cual será definida por el oferente. Por otro lado, en el documento se detalla que las paradas programadas deberán ser solicitadas por el oferente a CAMMESA, ente que deberá aprobar la solicitud.

Por otro lado, será relevante conocer si existen regulaciones relacionadas a la cantidad de días máximos que un oferente puede declarar para el mantenimiento de una maquinaria. Esto no se haya regulado en ninguno de los pliegos de bases y condiciones provistos por CAMMESA para las tres rondas de licitaciones RenovAr ni en ningún archivo anexo. Sin embargo, la resolución 549/99 regula las paradas por mantenimiento máximas para maquinaria de turbovapor, para proyectos que no contemplen este tipo de maquinaria, como ser el caso de estudio, la cantidad de días máximos dedicados al mantenimiento de cada maquinaria serán de libre determinación del oferente.

2.2. Selección de tecnologías

2.2.1. Recolección y transporte de la materia prima

El servicio de transporte de la materia prima hacia la planta se terceriza. Actualmente, los municipios contratan empresas transportistas para la recolección de residuos sólidos urbanos y su transporte hasta los sitios de disposición final. Como se verá más adelante en la sección de localización, se opta por una localización en AMBA, donde el agente responsable de la gestión integral de los residuos es la empresa CEAMSE, además, la micro localización es en el mismo predio en donde lo municipios entregan sus RSUs a CEAMSE. Para hacer más eficiente la operatoria, tanto para el proyectista como para CEAMSE, se solicitará a las empresas transportistas

el cambio del sitio de descarga, en los rellenos del predio destinado a la disposición de los residuos para la captación de biogás. Por este servicio se deberá pagar un diferencial a las empresas transportistas, que se definirá por contrato.

Se asegura que este tipo de operatoria es posible, ya que la empresa Tecsan dirige un proyecto similar al que se estudia, y, según informado por la empresa, este tipo de contratos se pueden efectuar con CEAMSE y las empresas de transporte.

2.2.2. Relleno sanitario

Como se mencionó anteriormente, existen distintos métodos de disposición de los residuos en rellenos sanitarios, estos son: el método de trincheras y el método del área. En ambos tipos de rellenos ocurre la descomposición anaeróbica de los residuos. Para seleccionar cual es el relleno conveniente para este relleno se aplican los siguientes criterios de selección: el volumen que ocupa cada tipo de relleno sanitario y la capacidad de extraer biogás de cada uno de los mismos. Cada uno de los criterios se pondera y califica según la matriz que se detalla a continuación (según informado por el manual Guía para el Diseño, Construcción y Operación de Rellenos Sanitarios - Jorge Jaramillo):

		Relleno de trincheras		Relleno de área	
	Ponderación	Puntaje	Total	Puntaje	Total
Volúmen del relleno	50	8	400	3	150
Extracción del biogás	50	8	400	1	50
Calificación total	100		**800**		200

Tabla 2.1-1 Criterios para selección de pozos de extracción.

Se asignan a las distintas tecnologías cada puntaje teniendo en cuenta que:

1. Respecto al volumen que ocupe cada uno de los rellenos sanitarios, el relleno construido con la metodología de trincheras ocupará un volumen consideradamente inferior, ya que para su construcción se pueden alcanzar profundidades de hasta 20 metros; mientras que los rellenos por el método de áreas no alcanzan alturas superiores a los 5 metros. Debe recordarse que para este tipo de proyectos de este alcance la profundidad de los rellenos se debe maximizar debido a las altas demandas de espacio físico para dar disposición a la materia prima, que impacta directamente en el nivel de inversión del proyecto. Debido a esta restricción, los rellenos sanitarios del tipo área se suelen utilizar en lugares en los que, de ninguna manera, es posible realizar una excavación (se verá en micro localización que no es el caso) y en que la población es pequeña y también lo es la disposición de residuos

(se verá en el balance de línea que para el proyecto se demandan grandes cantidades de materia prima).

2. Respecto a la extracción de biogás, los rellenos del tipo área no se hallan diseñados para colocar un sistema de extracción del biogás que en ellos se genera, por lo que la para instalar los pozos de extracción será de mayor complejidad de construcción y diseño, así como también lo será su operación y mantenimiento. Normalmente se utiliza este tipo de instalaciones únicamente cuando no existen terrenos suficientes para construir rellenos sanitarios de trincheras, por lo que se construyen rellenos combinando ambos métodos constructivos, colocando el de área sobre la superficie de trinchera. Sin embargo, esta metodología es muy poco común para la generación de tecnología, por su complejidad de operación.

Teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado, la metodología constructiva que se selecciona es la de construir rellenos de trincheras o zanjas, de una profundidad de 20 metros (en localización se verá que la zona lo permite), para minimizar la superficie ocupada.

2.2.3. Disposición de los residuos

Para la disposición y compactación de los residuos en los rellenos sanitarios existe un único tipo de tecnología, especialmente diseñada para este fin, que según las toneladas que vayan a ser dispuestas diariamente, deberá ser complementada por otras tecnologías de soporte. Esta tecnología son los denominados compactadores de rellenos sanitarios. Estos equipos son tractores especialmente diseñados maniobrar sobre residuos sólidos y líquidos lixiviados. Las ruedas de esta maquinaria son especialmente diseñadas para triturar los residuos dentro de la celda diaria, y para compartirlos con su paso sobre los mismos; además, poseen una pala que permite colectar y transportar los residuos para emparejar el terreno.

En Argentina existe un único proveedor de esta maquinaria, que solo ofrece servicios de venta, no de alquiler de estos equipos. Habiendo dicho lo anterior, será necesario comprar la maquinaria y no se podrá tercerizar este servicio durante el llenado de los rellenos sanitarios. Como se verá más adelante, sólo se llenarán los rellenos sanitarios durante cinco años (véase el balance de línea), por lo que no se prevén recambios para esta maquinaria.

El proveedor de estos equipos es Caterpillar, único en el país, que ofrece los siguientes tres modelos: Compactador de rellenos sanitarios Cat-816K, Cat-826K y Cat-836K. Sus características se detallan a continuación:

	Compactador de rellenos sanitarios Cat-816K	Compactador de rellenos sanitarios Cat-826K	Compactador de rellenos sanitarios Cat-836K
Potencia neta	212 kW	324 kW	419 kW
Peso en trabajo	25809 kg	40927 kg	55917 kW

Tabla 2.1-2Comparación de compactadores

Cada uno de los modelos tiene la misma capacidad de procesamiento de residuos, pero entre uno y otro cambia la potencia y el peso de la maquinaria. Se opta por elegir el modelo de mayor peso y potencia, ya que esto permitirá compactar mejor los residuos cuando el compactador pase sobre ellos, disminuyendo la demanda de espacio físico. Además, al tener mayor potencia la operatoria de la maquinaria (que trabaja en suelos inestables como ser la mezcla de residuos y líquidos lixiviados) será más sencilla para los operarios y más veloz.

2.2.4. Pozos de extracción

Finalmente, será necesario decidir el sistema de extracción del biogás, en base al cual luego se determinará la profundidad máxima del relleno sanitario y se calculará el espacio físico necesaria. Existen dos tipos de sistemas de extracción: pozos de extracción verticales y pozos de extracción de trincheras u horizontales. Los primeros son excavaciones perpendiculares a la superficie terrestre por medio de las cuales el biogás asciende, mientras que las segundas forman una malla conectada de tubos horizontales por los cuales el biogás viaja dentro del relleno para finalmente ser extraído por una cañería vertical (en este tipo de sistemas de extracción hay curvas en las cañerías).

Para seleccionar cuál de las metodologías de extracción es la adecuada para el proyecto se llevó a cabo un análisis comparativo en el cual se ponderaron los siguientes criterios según se detalla a continuación:

		Pozos verticales		Pozos horizontales	
	Ponderación	Puntaje	Total	Puntaje	Total
Mantenimiento y operación	30	8	240	5	150
Profundidad	30	8	240	4	120
Extracción temprana de biogás	25	3	75	6	150
Facilidad construcción	15	6	90	7	105
Calificación total	100		645		525

Tabla 2.1-3 Criterios para selección de pozos de extracción.

Se asignan a las distintas tecnologías el puntaje correspondiente teniendo en cuenta que (según informado por el manual International Best Practices for Guide for Landfill Gas Energy Projects - ISWA):

1. En cuanto al mantenimiento y operación del pozo de extracción es superadora la extracción mediante pozos verticales ya que entre los pozos de extracción verticales se genera menor interferencia que en los pozos de extracción horizontales, mejorando la eficiencia de captación del biogás. Además, los pozos verticales son de fácil acceso para inspección y bombeo, mientras que no es así para los pozos de trincheras. Por otro lado, los pozos horizontales presentan la desventaja que es mayor la probabilidad que aire entre a las cañerías o que estás se tapen por el efecto de las lluvias.
2. Respecto a la profundidad de los pozos de extracción, que determina la de los rellenos, este es un factor al que se deberá prestar especial atención ya que la demanda de espacio físico es una de las principales limitantes a la capacidad instalada, téngase en cuenta que el volumen del relleno sanitario vendrá determinado por la cantidad de materia prima necesaria para obtener metano suficiente. A mayor profundidad del relleno, y del pozo de extracción consecuentemente, menor será la superficie total necesaria, lo que disminuye los costos de capital. Comparativamente, los pozos de extracción verticales pueden alcanzar una profundidad de hasta 20 metros, mientras que los horizontales pueden ser construidos hasta una profundidad máxima de 6 metros.
3. La extracción temprana del biogás hace referencia a que la extracción de biogás aun cuando el relleno sanitario no se ha dejado de llenar es más sencilla en pozos de extracción horizontales, por sus características constructivas, estos permiten la extracción del biogás por debajo de las zonas de vuelco activas. Sin embargo, se debe tener en cuenta que mediante la utilización de pozos de extracción verticales también es posible extraer biogás

previo a su cierre, pero generará como consecuencia un aumento de los requerimientos de operación y mantenimiento.

4. La construcción de los pozos de extracción de trincheras u horizontales es más sencilla ya que, aunque el diseño es más complejo, a diferencia de los pozos verticales, estos no exigen de maquinaria sofisticada para su construcción; mientras que la construcción de los pozos horizontales suele ser dificultosa ya que existe un reducido grupo de empresas que cuentan con la maquinaria requerida para la construcción.

Finalmente, habiendo puntuado y ponderado cada uno de los sistemas de extracción de biogás, se escoge implementar pozos de extracción verticales, ya que, según los criterios planteados, demuestran ser superadores respecto a los pozos horizontales.

Habiendo elegido el sistema de extracción de pozos verticales se debe tener en cuenta a la hora de dimensionar el sistema de extracción que para tal finalidad se define un radio de influencia de cada pozo dentro del cual cada pozo vertical captará el biogás generado para ser extraído. Naturalmente, se generará un mínimo solapamiento entre las áreas de cobertura de cada relleno. Véase gráficamente a continuación:

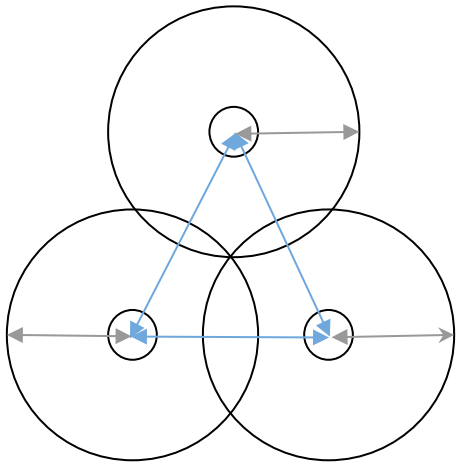


Figura 2.1-5Pozos de extracción de biogás. Fuente: Elaboración propia.

Según se demostró empíricamente, los radios de influencia de cada pozo se deben hallar en un rango de valores comprendido entre los 25 metros y los 35 metros, fuera de ese rango, el sistema de captación perderá efectividad. Para cada relleno no existe un modelo matemático simplificado que permita calcular el radio de influencia óptimo que maximice la eficiencia de captación o que permita realizar estudios de sensibilidad de eficiencia de captación versus radio de influencia para comparar la ganancia de la eficiencia de captación vs. la variación de los costos del sistema de extracción. Sin embargo, para el diseño de las perforaciones, se tendrá que tener en cuenta que

fuera de los rangos anteriormente mencionados empiezan a ocurrir fenómenos de interferencia entre los pozos y de pérdida de la capacidad de captación de cada uno de estos.

Dichos fenómenos pueden ocurrir a medida que se acercan o se alejan los pozos de extracción, por lo que, a priori, no se puede apostar por un radio de influencia que apalanque los efectos de interferencia y pérdida de capacidad de captación. Ambos efectos son ocasionados por la superposición de efectos debidos a la mecánica de los fluidos dentro del pozo.

En la succión de cada uno de los pozos de extracción se generan movimientos ciclónicos del biogás, cuyo radio depende de la permeabilidad del terreno, el grado de degradación de los residuos, su viscosidad y el flujo de biogás captado; a medida que se acercan los pozos de extracción ocurre interferencia en los conos de extracción (flujos ciclónicos) de cada cañería, generando desvíos del caudal y movimientos turbulentos que no permiten la extracción del biogás. Por otro lado, a medida que se alejan los pozos de extracción, la capacidad de captación de cada uno de los pozos disminuye debido a que deben colectar biogás que se haya más lejano, y la capacidad con que este migre dentro del pozo dependerá de características físicas del relleno, la viscosidad del gas y de los residuos, del nivel de humedad y de la generación de líquidos lixiviados dentro del relleno sanitario, principalmente.

2.2.5. Drenaje de líquidos por efecto de arrastre:

Una vez recolectado el biogás, deberá pasar por trampas de condensación, que separará la corriente de gas de la fase líquida (condensados que llegan a la planta por efecto de arrastre); estas trampas se instalarán a lo largo de la línea de conducción de biogás y en el ingreso a la Planta de Tratamiento.

Un demister consiste en una serie de mallas de hilos entretejidos. Estos hilos forman una malla densa, la cual separa los líquidos en forma de pequeñas gotas que se encuentran en gases y vapores. La tecnología separa por aglomeración de las gotas debido a la atracción molecular. Estas gotas van aumentando su tamaño hasta que caen por gravedad y salen por el drenaje. (Unitecno, 2020).

Se selecciona entonces una trampa de condensado o demister como equipo a aplicar.

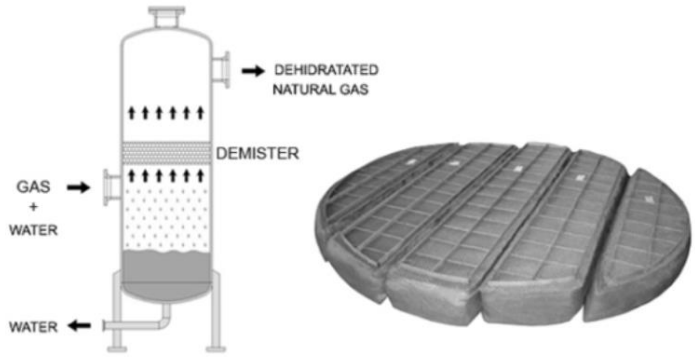


Figura 2.1-6 Esquema de demister típico en una instalación de biogás relleno sanitario.

2.2.6. Succión e impulsión del biogás:

En esta sección, se debe succionar el biogás desde los pozos de extracción para transportarlo a través de la red de captación, para luego impulsarlo dentro de la planta para su tratamiento y/o su combustión en las antorchas si así fuera necesario.

En cuanto a los parámetros necesarios de operación para esta sección, el caudal a circular será el proveniente de la captación y la diferencia de presión provista por el equipo es relativamente baja (del orden de los 200 mbar). Para esta aplicación y estos valores, se seleccionan sopladores como equipamiento, que además son los que se recomiendan en bibliografía y están ampliamente difundidos en plantas de características similares[1]. Ahora bien, dentro de los sopladores, se encuentran dos tipos que predominan para estas aplicaciones: los sopladores centrífugos y los de desplazamiento positivo.

Los sopladores centrífugos son equipos compactos y generan un flujo libre de aceites. En ellos, el gas es impulsado por medio de la acción de la fuerza centrífuga generada por la rotación un impulsor y, en consecuencia, aumenta su velocidad. La mayor energía cinética que tiene el gas a la salida del impulsor es convertida en energía de presión por un efecto de difusión en las partes estacionarias del compresor llamadas diafragmas. El gas es reingresado a otro difusor subsiguiente y este proceso continúa aumentando la presión en múltiples etapas hasta que se llega a la descarga.

[1] Faisal Zai Siddiqui, Mohd Emran Khan & Vasudevan Rajaram. (2012). From Landfill Gas to Energy: Technologies and Challenges, p 172.

Los sopladores de desplazamiento positivo (rotativos) son típicamente utilizados para rangos medios de generación de vacío. En su interior evoluciona una masa de gas durante un determinado tiempo y la forma de elevar la presión del gas es por disminución de su volumen, la cual se logra con el movimiento rotativo y sincronizado de piezas. Uno de los tipos aplicados es del soplador de lóbulos. Durante su operación, un par de impulsores armonizados rota en sentidos opuestos, atrapa un volumen de gas a la entrada y lo mueve alrededor del perímetro hacia la descarga. Se utilizan engranajes sincronizadores en los ejes para coordinar el movimiento de los impulsores y se suelen utilizar correas para el movimiento de los rotores.

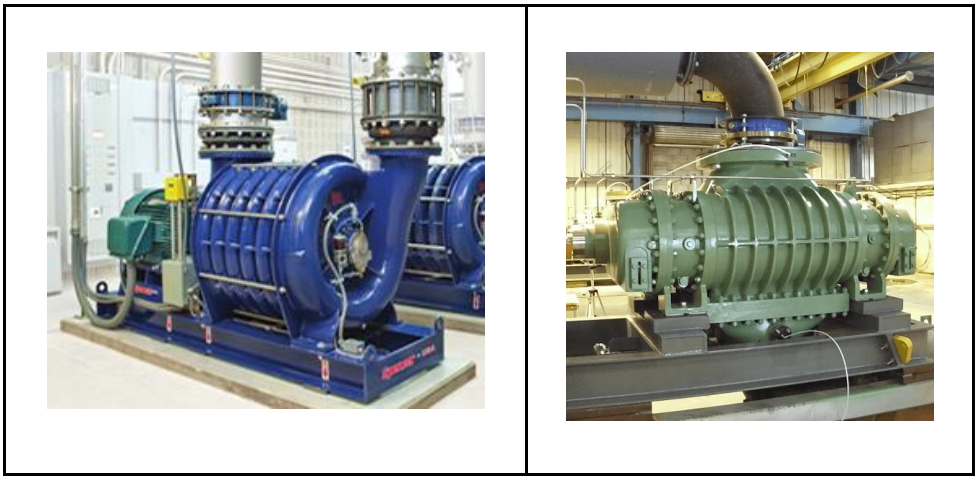


Figura 2.1-7soplador centrífugo multietapas (izquierda) y soplador de desplazamiento positivo rotativo de lóbulos (derecha). Fuente: mcentury.com.mx y roots-blowers.com

A continuación, se comparará cualitativamente ambos equipos en función a distintos parámetros:

	Centrífugos	Desplazamiento positivo
Confiabilidad	Muy buena confiabilidad. Corridas de más de cinco años se pueden alcanzar sin problemas. Esto permite instalar compresores únicos, sin reservas. Menor mantenimiento requerido a largo plazo.	Buena confiabilidad únicamente cuando son nuevos. Mayor mantenimiento requerido a largo plazo.
Sistema de dirección	Dirección directa (generalmente).	Dirección a través de correas (generalmente).
Tolerancia al movimiento	Mayor tolerancia en movimientos y menor desgaste en partes internas.	Menor tolerancia en movimientos y mayor desgaste en partes internas (sincronización ejes). A mayor desgaste

		de las partes, existe probabilidad de contacto metal-metal que podría producir una chispa con suficiente energía para encender el biogás.
Tipo de rodamientos	Rodamientos montados por fuera de la carcasa del soplador. No existe posibilidad que el gas se contamine.	Lubricados internamente, mayores probabilidades de que el gas se contamine.
Caudal	Caudal regulable a velocidad constante.	Entrega caudal constante a velocidad constante.
Consumo energético específico	Menor consumo energético a menores caudales.	No hay ahorro energético a menores caudales. El exceso de caudal fluirá igualmente a menos que se cambie la velocidad variando el diámetro de las poleas o con un variador de frecuencia (VFD).
Presión de funcionamiento	Entrega presiones relativamente constantes a velocidades constantes.	Entrega presiones variables a velocidades constantes.
Ruido y vibraciones	Menos ruidosos, más fáciles de silenciar.	Más ruidosos, más difíciles de silenciar.
Sistema de control de caudal	Dado que la potencia consumida es directamente proporcional al caudal, dispositivos como un amperímetro con escala volumétrica podrían ser utilizados.	Mediciones de caudal mediante amperímetro no es confiable, podrían requerirse medidores más costosos.
Características del flujo	Produce un flujo suave, no pulsante, al operar en cualquier punto por encima del surge.	Produce un flujo continuo, pero más punzante por encima del surge.
Caudal volumétrico	Puede manejar volúmenes grandes de gas. Puede requerirse un número grande de etapas u operar a muy altas RPM para mayores relaciones de presión.	Puede manejar menores volúmenes de gas. Posee relaciones de presión bajas.

Tabla 2.1-4 Comparación de sopladores.

En función a estas comparaciones y valores de referencia, se confeccionó la siguiente matriz de selección:

		Centrífugo		Desplazamiento Positivo	
	Ponderación	Puntaje	Total	Puntaje	Total
Inversión [US$/(m3/h)]	40	5	200	7	280
Mantenimiento	30	8	240	5	150
Operación	20	8	160	5	100
Contaminación	5	9	45	6	30
Otros factores	5	8	40	4	20
Calificación total	100		**685**		580

Tabla 2.1-5Criterios para selección de sopladores.

Los factores de Mantenimiento y Operación no sólo tienen en cuenta los costos, sino además aspectos como estabilidad de parámetros, eficiencia, confiabilidad, facilidad/dificultad de mantenimiento, etc. En el factor “Otros factores” se tuvo en cuenta principalmente el ruido.

Finalmente, los sopladores centrífugos resultan como los equipos seleccionados.

2.2.7. Antorchas

Como se mencionó previamente, las antorchas cumplen la función de evacuar el gas que no puede ser procesado por la planta, destruyendo en el proceso la mayor cantidad de contaminantes posibles que podrían dañar el medioambiente. En este sentido, es esencial que las antorchas instaladas puedan evacuar la totalidad del gas capturado en el recinto en caso de que la planta no esté operativa.

En cuanto a tipos de antorcha a elegir, existen dos tipos: abiertas y cerradas, véase cada una a continuación:

Figura 2.1-8 Antorcha de tipo abierto (izquierda) y antorcha de tipo cerrada (derecha). Fuente: EPA.

Las antorchas abiertas son de las más simples. No ofrecen control de la combustión, son fácilmente instalables y de menor costo respecto a las del tipo cerrado. Si bien son una tecnología simple, este tipo de antorchas no se adecua a las modernas exigencias sobre rellenos sanitarios, ya que no ofrecen control de flujo de aire ni de temperatura. Así como tampoco permiten el muestreo de los productos de combustión para monitorear las emisiones.

Las antorchas del tipo cerrado, en cambio, permiten un control preciso tanto del flujo de biogás como de aire, asegurando la óptima combustión. Además, al ser cerradas, ocultan la llama, la cual podría ser molesta para la gente que viva en la cercanía del recinto, y permiten un muestreo periódico para asegurar que el nivel de emisiones sea el adecuado. (US Army Corp Of Engineers).

Dado que existen normativas exigentes en cuanto a emisiones contaminantes como monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno metano, se considera que las antorchas del tipo abierto son inadecuadas para el proyecto. Por lo tanto, se eligen las del tipo cerrado.

2.2.8. Enfriado

El enfriado del gas se realizará con la finalidad de secar el gas para que el rendimiento de la planta se mantenga en valores normales aguas abajo en el proceso, evitando daños en las máquinas y cañerías por corrosión debido a la presencia de humedad. La humedad presente en el gas es condensada al bajar la temperatura, y luego es separado de la corriente principal del proceso.

Para este tipo de proceso se elige un intercambiador de calor, cuyo tipo será determinado a continuación según los parámetros que exige el proyecto. Los tipos de intercambiadores de calor a comparar, primero de manera cualitativa son los siguientes:

	Carcasa y Tubo	Placas	Espiral
Condiciones de operación	Son el tipo más común y simple de los intercambiadores de calor. Son los menos eficientes térmicamente.	Son versátiles en tamaño, pues se pueden instalar de manera modular. Pueden tener hasta 3 veces mayor transferencia térmicas que los de carcasa.	Magnitud similar en eficiencia térmica a los intercambiadores de placas.
Presión de trabajo	Son versátiles en términos de caudal y presión permitidos.	Tienen un rango menor de presiones de trabajo y temperaturas	
Espacio ocupado	Ocupan mayor volumen en la instalación.	Son compactos	Es el tipo más compacto de todos.
Probabilidad de avería	Son más susceptibles a taparse, lo cual implica más tiempo de parada de planta por mantenimiento	Son menos susceptibles a taparse debido a la alta turbulencia que generan en el fluido a enfriar.	Son menos susceptibles debido a la alta turbulencia que generan en el fluido a enfriar.
Mantenimiento	El mantenimiento se hace más difícil ya que se debe abrir por completo al dispositivo, inhabilitando por mucho más tiempo.	Inspección y limpieza sencilla debido a facilidad de desensamblar. Permite operar aun cuando falle una placa, reduciendo levemente la capacidad térmica.	Fácil de limpiar, muchas veces incluso es auto limpiante por la turbulencia que induce en el fluido. Mantenimiento sencillo, pero si hay daños, pueden ser irreversibles
Nivel de inversión	Por unidad de área de transferencia de calor suelen ser los más caros.	Por unidad de área de transferencia de calor suelen ser los más baratos relativamente. Además, poseen la ventaja de ser modulares, permitiendo diferir inversiones al momento que	Por unidad de área de transferencia de calor suelen tener un costo relativo intermedio de inversión.

		realmente es necesario.	

Tabla 2.1-6 Comparación cualitativa de los intercambiadores de calor aptos para el Proyecto

.

		Carcasa y tubo		Placas		Espiral	
	Ponderación	Puntaje	Total	Puntaje	Total	Puntaje	Total
Inversión	30	5	150	8	240	7	210
Costos operación y mantenimiento	35	5	175	8	280	6	210
Eficiencia	25	4,5	112,5	9	225	7	175
Otros factores	10	5	50	9	90	7	70
Calificación total	100		487,5		**835**		665

Tabla 2.1-7Matriz de selección de intercambiadores de calor.

Los factores de Mantenimiento y Operación no sólo tienen en cuenta los costos, sino además aspectos como estabilidad de parámetros, eficiencia, confiabilidad, facilidad de mantenimiento, etc. En el factor "Otros factores" se tuvo en cuenta principalmente la modularidad, tamaño, riesgo de corrosión, etc.
Finalmente, resulta seleccionado el intercambiador de calor de placas.

2.2.9. Separación de partículas y condensado

Previo al uso del biogás para la generación de energía, es necesario prepararlo. En este sentido, el líquido residual (que pudiera haber traspasado las trampas de condensado) será extraído. Para este propósito, el biogás circulará a través de un sistema de pretratamiento que consiste en un filtrado primario que será responsable de remover el material particulado y la humedad.

En cuanto al material particulado, es necesario removerlo ya que pueden causar desgaste y dañar los equipos aguas abajo debido a sus propiedades abrasivas. Las gotas de condensado pueden condensar y depositarse en las paredes de las tuberías. Se consideran dos tecnologías de mayor aplicación en la industria, los separadores ciclónicos (particulado grueso) + filtros coalescentes (particulado fino) y los filtros de grava (particulado grueso) + cerámica (particulado fino). Se consideran en conjunto por practicidad ya que los fabricantes nos ofrecen de esta manera.

La unidad separador ciclónico + filtro coalescente consiste en un primer equipo que separa partículas sólidas suspendidas en el biogás, sin el uso de un filtro de aire, utilizando un vórtice para la separación. Los efectos de rotación y la gravedad son usados para separar mezclas de sólidos y fluidos. El método también puede separar pequeñas gotas de un líquido. En el segundo equipo,

partículas sólidas y líquidas remanentes ingresan a un pre-filtro que captura las partículas sólidas previo a la etapa coalescente. El gas luego pasa por un medio de fibra de vidrio de borosilicato, donde tiene lugar la coalescencia de las pequeñas gotas de condensado que ingresan, al impactar con las fibras microfinas del medio. Las gotas unidas a las fibras se aglomeran y debido a su ahora mayor masa, drenan y pasan afuera del equipo a través de la sección de drenaje para su remoción.

El filtro de grava + cerámica consiste en un recipiente de acero inoxidable con tapa removible y bridas para conexiones a proceso. El filtrado del biogás se realiza a través de gravas (primera etapa, remoción de particulado grueso y condensado) y velas de cerámica (segunda etapa, filtrado fino). El líquido condensado es continuamente dispuesto desde la salida ubicada debajo del recipiente.

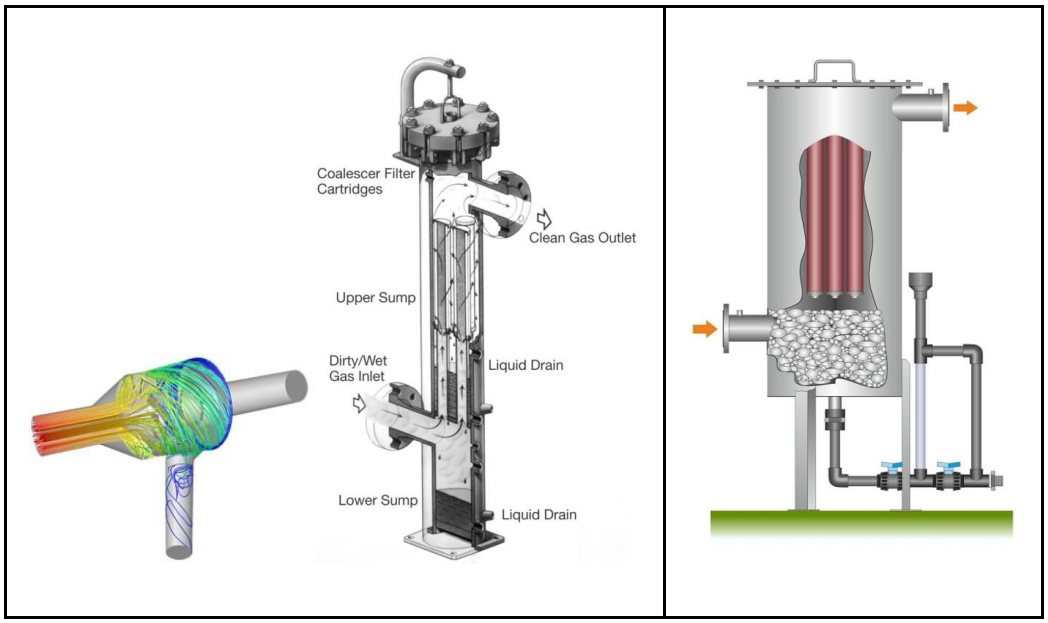


Figura 2.1-9 Separador ciclónico + filtro coalescente (izquierda) y filtro combinado de gravas + cerámica (derecha). Fuente: kelburneng.com.uk, pall.com, progecosrl.com

	Separador ciclónico + filtro coalescente	Filtro de grava + cerámica
Eficiencia de remoción p. grueso	Eficiencia de remoción de particulado grueso del orden de 99% para tamaños ≥ 15 micrones	"Alta" eficiencia. El fabricante no proveyó datos cuantitativos exactos.
Eficiencia de remoción p. fino	Eficiencia de remoción de particulado grueso del orden de 100% para tamaños ≥ 0,3 micrones	"Alta" eficiencia. El fabricante no proveyó datos cuantitativos exactos.
Rango de caudal	De 100 a 20000 Nm3/h	De 80 a 1400 Nm3/h
Caída de presión	Caída de presión máxima del equipo de 30 mbar	Caída de presión máxima de 50 mbar
Mantenimiento	Libre de mantenimiento	Sencillo y de bajo costo

Tabla 2.1-8Comparación de separadores de partículas.

Se confecciona la matriz de selección correspondiente en función a los parámetros críticos:

		Separador ciclónico + filtro coalescente		Filtro mixto grava y cerámica	
	Ponderación	Puntaje	Total	Puntaje	Total
Mantenimiento	30	10	300	3	90
Operación	40	8	320	7	280
Eficiencia de remoción partículas gruesas	20	8	160	8	160
Eficiencia de remoción partículas finas	10	7	70	8	80
Calificación total	100		**850**		610

Tabla 2.1-9 Selección de separadores de partículas.

En el factor Mantenimiento se tiene en cuenta su necesidad y sus costos. La operación tiene en cuenta el rango de tamaño de las partículas removibles y la adaptación al caudal de operación.

Finalmente, la unidad Separador ciclónico + Filtro coalescente resulta como el equipo seleccionado.

2.2.10. Eliminación de siloxanos

A continuación, se desarrolla el proceso de selección para la tecnología de remoción de los siloxanos del biogás para evitar dañar los generadores eléctricos. En comparación con las otras etapas del proceso, esta etapa puede ser realizada por medio de una mayor variedad de alternativas como se desarrollará a continuación.

La primera alternativa es la eliminación mediante carbón activado. Esta tecnología funciona por el principio de adsorción gas - sólido, es decir, que el sólido adsorbente atrae de manera física (no química), a la molécula que se desea separar de la corriente, en este caso los siloxanos. Los siloxanos se depositan en donde haya lugar. La capacidad de adsorción del sólido depende su porosidad. Además, el sólido puede retener hasta que llegue a su punto de saturación y deba ser cambiado o regenerado.

El carbón activado posee una elevada área superficial y porosidad haciéndolo ideal para este tipo de aplicaciones, además tiene preferencias por moléculas no polares o de bajo nivel de ionización, haciéndolo un excelente candidato para la absorción de moléculas orgánicas como los siloxanos.

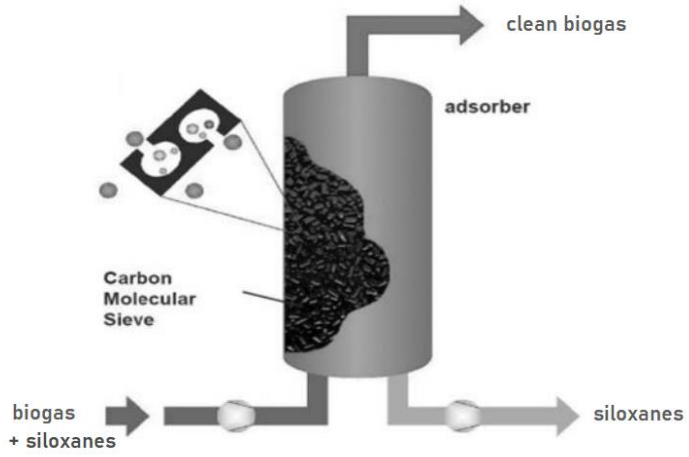


Figura 2.1-10 Esquema de filtro de carbón activado. Fuente: From Landfill Gas to Energy Devvelopment Handbook.

Otra alternativa similar a la de carbón activado es emplear sílica gel como adsorbente. En comparación con el carbón activado, la sílica gel ejerce un lazo ligeramente más débil que el carbón activado.

Otra de las alternativas es la absorción líquida. Esto consiste en la separación de un componente de una mezcla gaseosa y hacerlo migrar hacia una corriente líquida. Este proceso se suele realizar en una columna en configuración contracorriente con algún relleno para aumentar el contacto entre las corrientes. Para eliminar siloxanos de esta manera se recomiendan solventes orgánicos, como

Selexol (un polietilen glicol dimetil éter). Esta sustancia puede, además eliminar trazas de sulfuro de hidrógeno e incluso eliminar el dióxido de carbono presente en el biogás. (Approaches Concerning Siloxane removal from biogás, 2011).

Esta tecnología requiere un sistema adicional de regeneración para poder reutilizar el solvente.

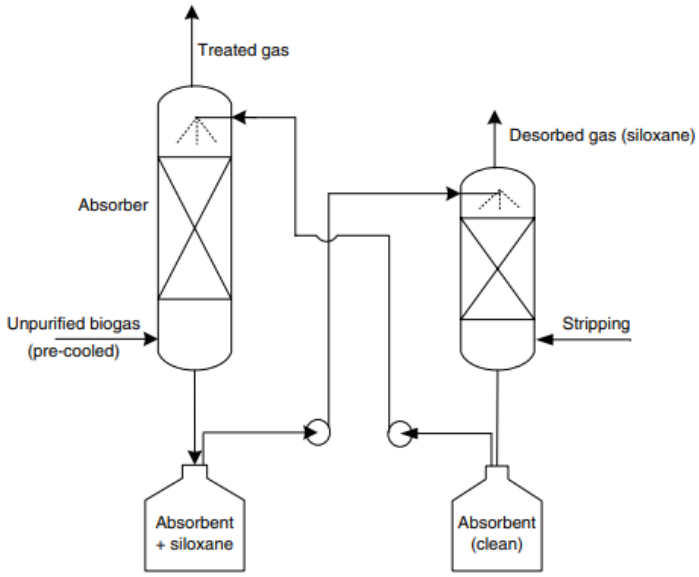


Figura 2.1-11 Sistema de remoción de siloxanos por absorción líquida. Fuente: Approaches concerning siloxane removal from biogás, 2011.

Como siguiente alternativa se presenta la separación criogénica. En este tipo de tecnología, se lleva el gas a temperaturas criogénicas, condensado humedad y otros componentes como los siloxanos, facilitando su separación. Sin embargo, se requiere un alto costo operativo por elevado consumo energético del proceso.

Como última alternativa se presenta la separación de siloxanos mediante un filtro polimétrico. Estos filtros poseen una membrana polimérica muy delgada que tiene una permeabilidad selectiva, dependiendo del tamaño de las partículas y sus interacciones moleculares. Sin embargo, son muy sensibles a la presencia de otros componentes y partículas en el gas por lo que debe ser tratado anteriormente. Una de las ventajas frente a los de adsorción por sílica gel y carbón activado, este tipo de filtro tiene intervalos de utilización sin mantenimiento de hasta 5 años, lo cual reduce enormemente las paradas de planta y costos operativos en el recambio de los filtros, pues en los mencionados se estima que cada 2-3 meses deben ser cambiados.

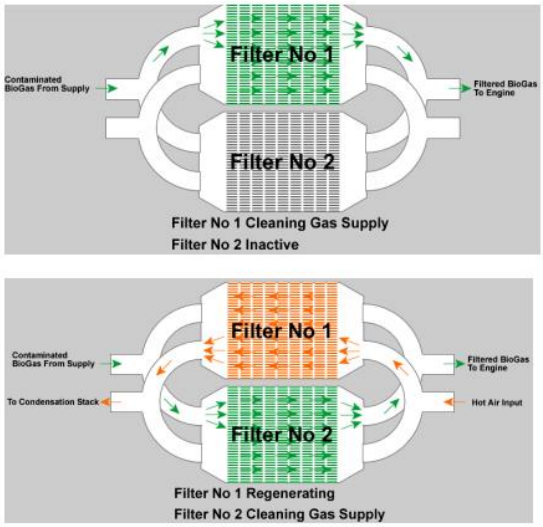


Figura 2.1-12 Filtro polimérico de siloxanos.

En cuanto a eficiencia de remoción de siloxanos todas las tecnologías analizadas ofrecen un rendimiento entre 95% y 99%, lo cual es considerado aceptable en el mercado.

	Carbón activado	Silica Gel	Criogénico	Absorción líquida	Polimérico
Nivel de inversión	Económico.	Económico. Es más sensible a la humedad, disminuyendo el rendimiento.	Altos costos operativos y de inversión.	Requiere sistema adicional lo que aumenta la inversión y los costos operativos.	Costos intermedios, pero requiere un elevado monitoreo de la composición del gas.
Operación y mantenimiento	Sencillo mantenimiento y reemplazo.	Sencillo mantenimiento y reemplazo.		Requiere costos adicionales operativos para la regeneración del solvente.	Se encuentra en una etapa de desarrollo poco madura.
Regeneración	Fácil regeneración.	Fácil regeneración.		El solvente suele ser muy tóxico.	

Tabla 2.1-10 Algunas características cualitativas de las tecnologías.

		Carbón Activado		Absorción líquida		Silica Gel		Criogénico		Polímero	
	Ponderación	Puntaje	Total	Puntaje	Total	Puntaje	Total	Puntaje	Total	Puntaje	Total
Inversion (US$/m3/h)	35	9	315	3	105	7	245	3	105	6	210
Costos operación y mantenimiento (US$/m3/h)	30	4	120	3	90	4	120	3	90	9	270
Elimina otros gases trazas	5	9	45	3	15	7	35	7	35	8	40
Eficiencia de remoción de siloxanos	20	8	160	9	180	7	140	8	160	9	180
Otros factores	10	9	90	2	20	6	60	5	50	6	60
Calificación total	100		730		410		600		440		**760**

Tabla 2.1-11 Matriz de selección de tecnología de remoción de siloxanos.

Para inversión se compara el costo de inversión en la máquina al inicio del proyecto.

Del resultado de la matriz de selección se elige tecnología más adecuada para el proyecto al filtro polimérico.

2.2.11. Generación eléctrica

En esta sección del proceso se transforma la energía química contenida en el biogás en energía mecánica y finalmente en energía eléctrica por medio de un generador.

Las principales tecnologías utilizadas y difundidas en la industria de generación eléctrica a partir de biogás de relleno sanitario son Motores de Combustión Interna, Turbinas de Gas y Microturbinas.

Factores clave que deben ser tenidos en cuenta para seleccionar una tecnología de aprovechamiento son, principalmente:

1. La fecha esperada de cierre del relleno sanitario.

2. La economía del proyecto, esto es, los CAPEX y OPEX y los ingresos por ventas de energía.
3. Requerimientos de tamaño de los equipos para el proyecto.

A continuación, se explican brevemente las tres tecnologías, obviando la etapa del generador que transforma la energía mecánica a energía eléctrica ya que es común a todas.

Los Motores de Combustión Interna consisten en una máquina térmica de movimiento tipo alternativo o reciprocante, que siguiendo un ciclo Otto, transforma energía térmica en energía mecánica mediante la combustión de una mezcla de aire y carburante (biogás) que se quema dentro de cilindros y genera el movimiento alternativo de un pistón o émbolo dispuesto en cada cilindro, generando trabajo mecánico.

La Turbina de Gas es una turbomáquina térmica en la que evoluciona un fluido compresible, cuyo funcionamiento se basa en el ciclo termodinámico de Brayton. Sus principales componentes son Compresor, Cámara de Combustión y Turbina. El aire que es admitido al compresor se comprime, y llega a la cámara de combustión donde se introduce el combustible (biogás) y se desarrolla el proceso de combustión. Los gases con elevada energía térmica se expanden en la turbina, y parte se convierte en energía mecánica y se transmite al exterior a través del eje de la máquina en forma de par motor. Parte de la energía mecánica se utiliza para mover al compresor y la restante para, en este caso, generación de energía eléctrica.

Las Microturbinas están basadas en las turbinas de gas y el ciclo Brayton, sus componentes son Compresor, Recuperador, Cámara de Combustión y Turbina. Para alcanzar mayor eficiencia, un intercambiador de calor (el recuperador) se utiliza para precalentar el aire de la combustión, aprovechando la energía térmica de los gases de escape de la turbina. El sistema completo requiere poco espacio para su operación. La gran diferencia con las turbinas de gas es que son más compactas y giran a velocidades mucho más altas, haciéndolas más aptas para proyectos de baja potencia y para aplicaciones modulares que necesiten responder a cambios en el caudal.

Figura 2.1-13 Motor de combustión interna (izquierda), Turbina de gas (centro) y Microturbinas (derecha). Fuente: impcorporation.com, epa.gov y marketjournal.co.uk

A continuación, se comparan diferentes aspectos y parámetros entre las tecnologías.

	MCI	TG	Microturbina
Tamaño de planta preferidos para su aplicación	≥ 800 kW	≥ 3 MW	≤ 750 kW
Inversión (US$/kW)	1100	1800	1900
Costos operación y mantenimiento (US$/kW)	430	500	286
Eficiencia de conversión a energía eléctrica	32%-40%	26%-32%	25%-30%
Emisiones contaminantes y otros	Emisiones contaminantes de CO y NOx relativamente altas	Emisiones de NOx relativamente bajas	Emisiones relativamente bajas y tolerancia a compuestos traza, escalabilidad y modularidad

Tabla 2.1-12 Factores de comparación para tecnolgoia de generación eléctrica.

En función a estos criterios se elabora la matriz de selección:

		MCI		TG		Microturbina	
	Ponderación	Puntaje	Total	Puntaje	Total	Puntaje	Total
Inversión (US$/MW)	35	8	280	6	210	5	175
Operación y mantenimiento	25	5	125	9	225	4	100
Eficiencia de conversión a energía eléctrica	15	8	120	4	60	5	60
Disponibilidad	15	7	105	8	120	3	45
Escalabilidad y modularidad	10	8	80	5	50	9	90

Calificación total	100		**710**		665		470

Tabla 2.1-13Matriz de ponderación de tecnología de generación.

La disponibilidad es una medida de la cantidad de horas que puede trabajar de manera ininterrumpida la máquina. Nótese que según esta matriz de selección la mejor tecnología es el motor de combustión interna.

Por último, dado que se considera la tecnología de mayor relevancia para el proyecto se realiza un análisis de costo anual equivalente de las tres alternativas, para fundamentar aún más la matriz de selección.

Dado que todavía no se conoce la estructura de capital del proyecto, se toma una tasa de descuento de referencia utilizada en un proyecto ya operando en el CEAMSE de tamaño y características operativas similares. Dicha tasa de descuento, en dólares, es de aproximadamente 19%.

Una vez estimados los costos de inversión de cada tecnología y los costos operativos y de mantenimiento, como por ejemplo recambios de aceite, instalación de repuestos, reacondicionamiento, etc., se realiza un flujo de fondos con estos costos. Luego se calcula el costo anual equivalente (CAE) de cada alternativa para comparar a cada una. En el modelo de Excel se puede ver en detalle el flujo de fondos de cada tecnología.

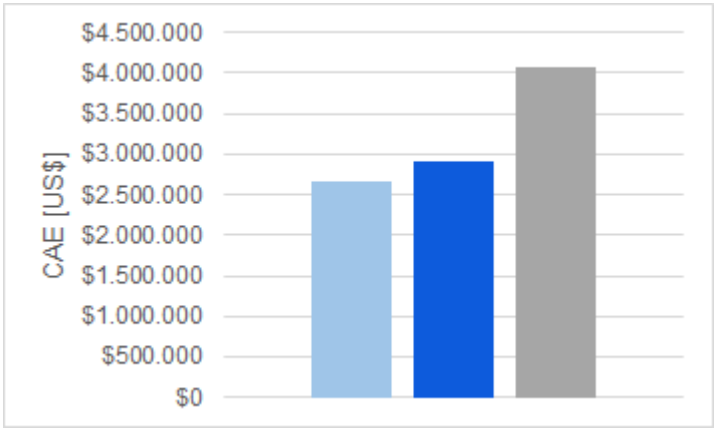


Figura 2.1-14Costo anual equivalente de cada tecnología que se podría emplear en el proyecto.

La tecnología seleccionada mediante este método resulta ser entonces los Motores de Combustión Interna.

2.2.12. Transformadores

La etapa anterior a la etapa de transformación es la etapa de generación de energía eléctrica, en la que se usarán motogeneradores que transforman la energía liberada en la combustión en energía eléctrica. Esta tecnología produce la energía eléctrica en baja tensión, trifásica, pero para transportarla a la subestación de transformación para realizar la conexión o al nodo del Sistema Argentino de Interconexión será necesario elevar la tensión, ya que así lo exige la reglamentación electrotécnica nacional. La elevación de tensión se hace con el objeto de reducir las pérdidas en el transporte.

Para realizar la transformación se utilizarán transformadores eléctricos, que son elementos eléctricos que permiten aumentar la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, sin generarse modificaciones (idealmente) en la potencia. Al mantenerse la tensión sin modificarse la potencia la corriente luego de la transformación disminuye en el mismo factor en que aumenta la tensión, disminuyendo así las corrientes parásitas en el transporte, las pérdidas por efecto joule y las pérdidas magnéticas.

La elevación de tensión se hará de baja tensión, 400 V trifásicos, a media tensión, 13,2 KV trifásicos (en micro localización se verá que el nodo de interconexión más cercano con capacidad es de 13,2 KV). Para ello se evalúan tres tipos de transformadores distintos: transformadores de llenado integral, transformadores con tanque de expansión y transformadores secos.

Los transformadores utilizan aceite con propiedades de aislamiento eléctrico, utilizados para aislar los circuitos eléctricos y actuar de líquido refrigerante. Los transformadores de llenado integral son transformadores herméticos que poseen paredes onduladas expansibles, llenos de aceite, acompañado de un sistema que permite aceptar las dilataciones y contracciones del aceite mediante la expansión de las paredes onduladas del transformador. Los transformadores con tanque de expansión son transformadores que contienen un recipiente fijo para contener el aceite que abandona su recinto por efecto del calentamiento ocasionado por pérdidas internas u otros. Por su parte, los transformadores secos son transformadores encapsulados al vacío, preparados para funcionar en zonas de alta humedad o muy contaminadas.

Para la selección se compararon mediante distintos criterios, para lo cual se tendrán en cuenta las siguientes características de cada tipo de transformador:

	Llenado Integral	Tanque de Expansión	Seco
Nivel de inversión	Son equipos económicos en comparación con los transformadores secos, pero más caros que los de expansión, porque el sistema de aceite es más sofisticado. Pueden instalarse en la intemperie.	Son los equipos más económicos por su simplicidad constructiva. Pueden instalarse en la intemperie.	Son transformadores más costosos que los anteriores y, además, al no poder estar a la intemperie, a diferencia de los anteriores, requieren de la construcción de un recinto para su instalación.
Mantenimiento	El mantenimiento de estos equipos es bajo debido a que operan a presión variable según la temperatura del aceite, sin necesidad de intercambio de aire con el exterior, evitando así la formación de óxidos en el fluido dieléctrico y los análisis periódicos de este, requiriendo un mínimo de mantenimiento.	Requieren mayores niveles de mantenimiento, ya que se requieren de mantenimiento periódico del aceite, que puede entrar en contacto con aire cuando se expande.	Son equipos exentos de mantenimiento.
Riesgos de accidente	Al poseer aceite existe el riesgo de explosión, pero al no estar en contacto con aire este riesgo se mitiga.	Cuando el aceite abandona la corona del transformador, este es expulsado a un tanque de contención en el exterior del transformador, por lo que el aceite calienta entra en contacto con el aire, aumentando drásticamente los riesgos de explosión en presencia de un comburente (oxígeno).	Al no poseer aceite en las bobinas, sino que éstas están recubiertas con resina EPOXI por lo que se elimina el riesgo de fugas de aceite y con ello se elimina el riesgo de explosión. Además, están especialmente preparados para reaccionar frente a cortocircuitos.
Impacto medioambiental	Contaminación por presencia de aceite.	Contaminación por liberación de aceite al medio.	Medioambientalmente seguros.

Tabla 2.1-14 Comparación de transformadores.

Teniendo en cuenta todo lo anterior se realiza una matriz de comparación para evaluar las tecnologías mediante distintos criterios. Se obtienen los siguientes resultados:

		Llenado Integral		Tanque de Expansión		Seco	
	Ponderación	Puntaje	Total	Puntaje	Total	Puntaje	Total
Inversión	30	8	240	9	270	2	60
Costos operación y mantenimiento	30	6	180	4	120	9	270
Simpleza mantenimiento	10	8	80	5	50	9	90
Riesgo de accidentes	20	7	140	3	60	8	160
Impacto medioambiental	10	6	60	4	40	8	80
Calificación total	100		**700**		540		660

Tabla 2.1-15Matriz de ponderación de transformadores.

Teniendo en cuenta los factores de selección se escogen los transformadores del tipo llenado integral.

2.2.13. Transporte

Para el transporte de energía eléctrica hasta el nodo se debe seleccionar el tipo de cable a implementar. Para el transporte en media tensión el cableado se halla reglamentado y se debe utilizar, en la micro localización elegida, el sistema de cableado exigido por Edenor.

El cable de transferencia de energía al nodo debe ser un cable de alambres se aluminio o de cobre electrolítico de máxima pureza, debe tener una pantalla de cobre, flexibilidad de clase 2, de sección de 185 mm^2, capa semiconductora extruida y debe poseer un aislamiento de una capa homogénea de polietileno reticulado (XLPE) extruido en triple extrusión simultánea.

Para la micro localización elegida, que se detalla más adelante, ya existe una instalación soterrada de cables de estas características, conformada por cuatro circuitos en cuádruple terna de 13,2 KV de cable subterráneo XLPE de aluminio de 185 mm^2 con pantalla de cobre de 50 mm^2, cada uno de los cables con capacidad para transportar 218,5 A.

Cada una de las ternas está compuesta por tres cables, por lo que la instalación cuenta con doce cables y tiene una capacidad de transporte total de 2262 amperes. La corriente de salida nominal de la planta es de 760,56 A, mientras que la corriente real corregida por factores de suelo de 0,85 y de enterramiento de 0,97 correspondientes a la instalación son de 942,45 A. Actualmente la instalación transporta 748,44 A (corregidos por factores de canalización); por lo que considerando los factores de suelo y de enterramiento la disponibilidad del cableado es de 1714,24 A.

Teniendo esto último en cuenta, no deberá llevarse a cabo la instalación eléctrica para conectar al nodo ya que la disponibilidad de la instalación existente es suficiente. Solo será necesario conectar la planta a la infraestructura eléctrica preexistente.

2.3.Selección de proveedores y modelos de maquinaria

Habiendo seleccionado el tipo de tecnología a utilizar en cada etapa del proceso industrial se procede por seleccionar proveedores y modelos de la maquinaria.

2.3.1. Compactadores de residuos

Se elige el compactador de Rellenos Sanitarios 836K. Con 535 hp de potencia y un peso de operación de más de 123.000 lb, el Compactador de Rellenos Sanitarios 836K es líder en confiabilidad, rendimiento, seguridad, comodidad del operador, facilidad de servicio y eficiencia. El 836K proviene de una familia de máquinas con más de 20 años de experiencia en vertederos y está impulsado por tecnologías probadas en el campo para ofrecer el máximo rendimiento en las operaciones. Se han utilizado máquinas similares en el CEAMSE previamente. El costo de adquisición de este tipo de maquinaria ronda los U$S 350.000

Figura 2.1-15 Compactador Caterpillar para rellenos sanitarios modelo 836K.

2.3.2. Drenaje de líquidos por efecto de arrastre

Se elige un demister de marca Unitecno. Ofrecen soluciones a medida en términos de caudal. La inversión se estima en U$S 100.000.

Figura 2.1-16 Demister Marca Unideco. Fuente: Unideco.

2.3.3. Succión e impulsión del biogás

Teniendo en cuenta el tipo de gas y el rango de caudales y de diferenciales de presión en el que se operará, se elige un soplador centrífugo apto para biogás de fabricante norteamericano marca Hoffman & Lamson. Cuentan con más de 100 años de experiencia y alrededor de 200.000 unidades fabricadas y 100.000 en operación. Poseen un espectro de caudales muy amplio y utilizan un sistema computarizado para crear infinitas curvas de performance para presión, eficiencia, temperatura y consumo.

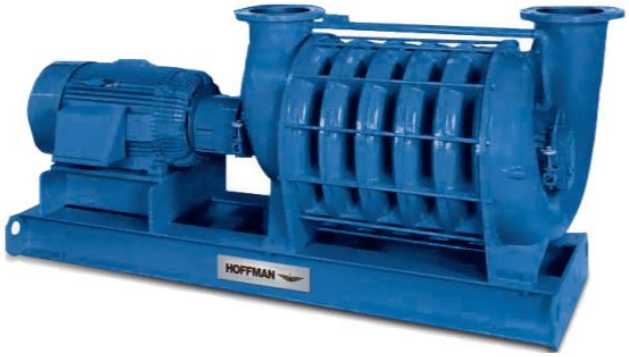


Figura 2.1-17 Compresor centrífugo marca Hoffman. Fuente: cemerynelson.com

La inversión se estima en U$S 60.000 por unidad.

2.3.4. Antorchas

Se seleccionan antorchas del tipo cerrado marca Conveco.

Figura 2.1-18 Antorcha de biogás tipo cerrado. Fuente Conveco.

Estás antorchas admiten hasta un máximo de 2000 Nm3/hora. Poseen control de caudal automático, sistema de ignición automático y control de temperatura junto con otros accesorios de control.

Cada par, según el fabricante, se cotiza en aproximadamente U$S 125.352,00.

2.3.5. Enfriado

Para el enfriado del biogás se selecciona un chiller en base aire marca Green Box modelo MR-M201, que fabrica enfriadores especializados para el sector de biogás. Es una solución integrada que tolera hasta 6000 Nm3/h y 475 kW de intercambio de calor. Además, puede ser instalado a la intemperie.

Figura 2.1-19 Intercambiador de calor tipo placas en base aire para biogás marca Green Box. Fuente: GreenBox.

La inversión se estima en U$S 210.000.

2.3.6. Separación de partículas y condensado

Se elige el sistema de separación del fabricante Kelburn Engineering.

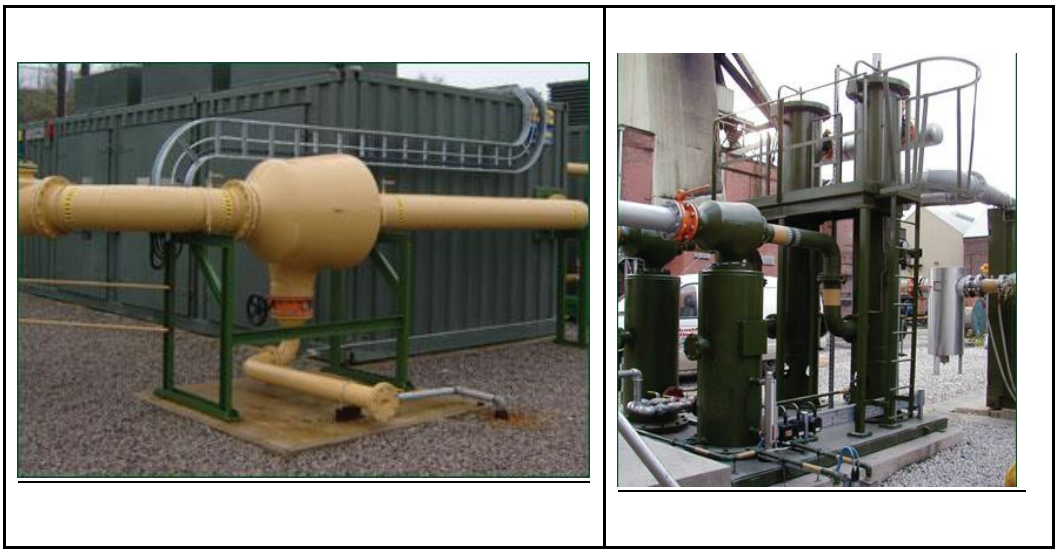


Figura 2.1-20 Sistema de separador ciclónico (izquierda) y filtro coalescente (derecha) marca Kelburn.

El costo del separador centrífugo es de $12.000 por unidad y el del filtro es de US$ 16.000 por unidad.

2.3.7. Eliminación de siloxanos

Como se mencionó anteriormente, se eligió tecnología de remoción un filtrado del tipo polimérico. En particular se escoge uno marca PpTek, modelo BGAK 5000, que permite un flujo de 5000Nm3/h. No se eligen de menor tamaño ya que permite regenerar el filtro mientras se utiliza, por lo que puede operar sin frenar, salvo cuando se tenga que cambiar el filtro cada aproximadamente 5 años.

Figura 2.1-21Filtro BGAK de siloxanos modelo 1200. Fuente: PpTek.

Tomando en cuenta cotizaciones en proyectos similares y corroborando con la empresa. Un filtro de estas características se estima en U$S 150.000.

2.3.8. Generación eléctrica

Se eligen los motores Caterpillar Modelo G3520C de 1966 ekW cada uno. Como se mencionó en el apartado de tecnología, el nivel de inversión de estos motores, que son del mismo tipo que se utilizan en la planta ya operando en CEAMSE, ronda los U$S 10.700.000,00 por los 6 motores.

Figura 2.1-22 Motor de combustión interna para biogás Caterpillar G3520C.

2.3.9. Transformación

Se elige un transformador tipo llenado integral marca FOHAMA de 2500 kVA y 0,4/13,8 kV. Es de industria nacional y posee arrollamientos de aluminio lo cual permite tener un costo menor de adquisición a un mismo nivel de prestación.

El costo de adquisición es de U$S 24.000 sin IVA.

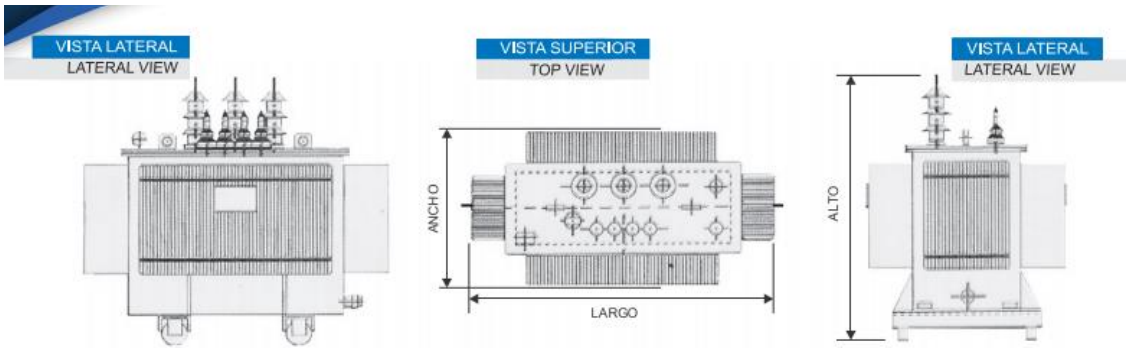
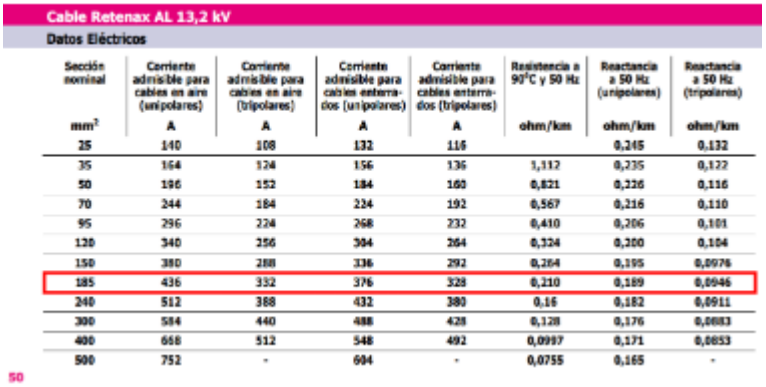


Figura 2.1-23 Transformador llenado integral marca FOHAMA 2500 kVA.

2.3.10. Transporte

Se opta por utilizar cables Retenax para conectar la usina a la instalación para el transporte de energía eléctrica. Se escogen los de sección de 185mm2 que son recomendados para media tensión. Fuente: ENRE.



Cable Retenax AL 13,2 kV

Datos Eléctricos

Sección nominal	Corriente admisible para cables en aire (unipolares)	Corriente admisible para cables en aire (tripolares)	Corriente admisible para cables enterrados (unipolares)	Corriente admisible para cables enterrados (tripolares)	Resistencia a 90°C y 50 Hz	Reactancia a 50 Hz (unipolares)	Reactancia a 50 Hz (tripolares)
mm²	A	A	A	A	ohm/km	ohm/km	ohm/km
25	140	108	132	116		0,245	0,132
35	164	124	156	136	1,112	0,235	0,122
50	196	152	184	160	0,821	0,226	0,116
70	244	184	224	192	0,567	0,216	0,110
95	296	224	268	232	0,410	0,206	0,101
120	340	256	304	264	0,324	0,200	0,104
150	380	288	336	292	0,264	0,195	0,0976
185	436	332	376	328	0,210	0,189	0,0946
240	512	388	432	380	0,16	0,182	0,0911
300	584	440	488	428	0,128	0,176	0,0883
400	668	512	548	492	0,0997	0,171	0,0853
500	752	-	604	-	0,0755	0,165	-

50

Figura 2.1-24 Catálogo de cables Retenax de media tensión marca Prysmian. Fuente: Prysmian.

El costo se estima en $1.500 por metro.

3. Ingeniería

3.1. Balance de línea

Para comprender esta etapa del informe es primordial que el lector acompañe la lectura con el Excel que complementa esta entrega. Del último archivo, las hojas dedicadas al balance de línea son las que cuyo nombre empieza con un número y se hallan enumeradas en el orden que el lector debe verlas, ya que coincide con el orden en que se dimensionan las necesidades.

Para comprender el proceso en mayor detalle, se comienza por detallarlo en el siguiente diagrama de flujo:

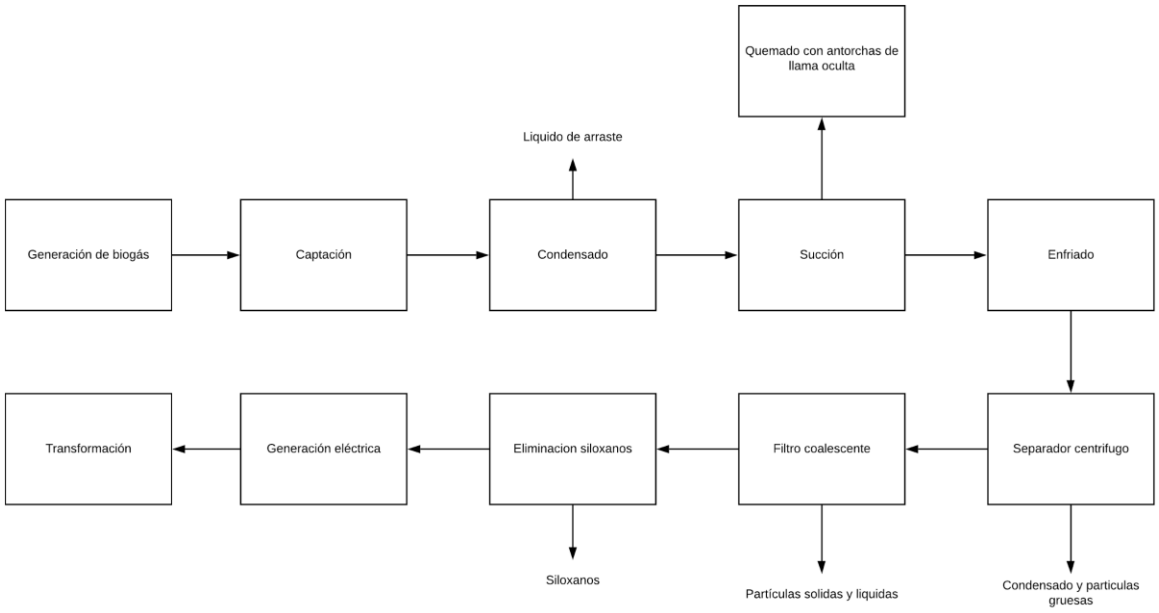


Figura 3-1Diagrama de flujo.

Para llevar a cabo el balance de línea se parte de caracterizar el biogás. Se modela el proceso productivo para un flujo de biogás que posea las siguientes características:

Composición volumétrica del biogás	
Metano	50%v/v
CO2	28%v/v
N2	14%v/v
O2	1%v/v
Vapor de agua saturado	7%v/v

Tabla 3-1 Composición volumétrica del biogás.

Contenido de contaminantes	
Líquidos lixiviados	40ml/Nm3 de biogás
Particulado fino	0,3717mg/Nm3 de biogás
Particulado grueso	928,8783mg/Nm3 de biogás
Siloxanos	50mg/Nm3 de biogás

Tabla 3-2 Composición volumétrica del biogás.

Se procede por detallar el balance de necesidades para cada etapa:

Transformación

La última etapa del proceso productivo es la transformación de la energía eléctrica ya que según los pliegos de RenovAr la energía entregada se mide a la salida de la usina y no en la entrada al nodo; consecuentemente, no será necesario considerar pérdidas eléctricas en el transporte.

A la salida de la etapa de transformación, entonces, se deberán entregar 10 MW de potencia activa (P) a 13,2 kV de tensión; el factor de carga de la usina se estima en 0,8, por lo que a la salida del transformador la potencia aparente será 12,5 MVA.

Para calcular el rendimiento de la etapa de transformación, medido como potencia activa de salida sobre potencia activa de entrada será necesario conocer el factor de carga del transformador; como no se conoce la utilización de cada transformador ya que aún no se conoce su dotación, este valor no será posible ser calculado. Sin embargo, es posible estimarlo con una gran aproximación. Para factores de carga superiores a 0,5 el rendimiento de los transformadores es aproximadamente constante, y su media es de 99%, por eso, se asume este valor para dimensionar esta etapa. Más

adelante se calculará el requerimiento de los transformadores y su factor de carga; si este es inferior a 0,5 entonces se corregirá el rendimiento, de no ser así se mantendrá el valor supuesto.

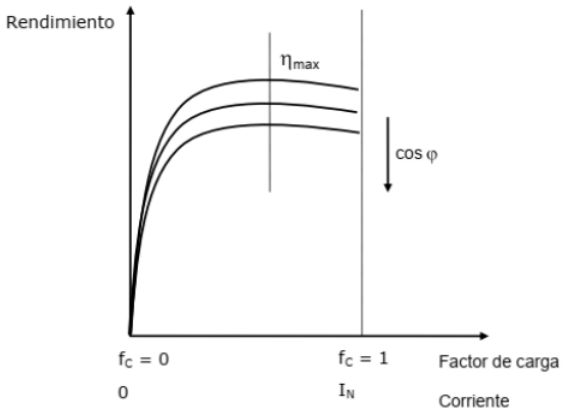


Figura 3-2Rendimiento de un transformador. Apuntes Cátedra Electrotecnia, ITBA.

Para un rendimiento del 99%, la relación entre la entrada y la salida de la etapa de transformación es de:

$$n = \frac{Potencia\ activa\ de\ salida}{Potencia\ activa\ de\ entrada} = 0{,}99 \quad (5)$$

Por lo que:

$$Potencia\ activa\ de\ entrada = \frac{Potencia\ activa\ de\ salida}{0{,}99} = \frac{10\ MW}{0{,}99} = 10{,}101010\ MW \quad (6)$$

Con lo que la potencia activa de entrada debe ser de 10,101010 MW. Nuevamente, debido a que el factor de carga de la usina es de 0,8, la potencia aparente de salida será de 12,626 MVA. Cada uno de los transformadores deberá dimensionarse para la potencia aparente de entrada y según la maquinaria elegida, la capacidad de cada transformador es 2500 KVA, por lo que serán necesarios como mínimo 6 transformadores. El factor de carga para cada uno es del 84,17%, por lo que no se corrige el rendimiento.

Téngase en cuenta que, aunque en esta etapa se haya calculado un requerimiento mínimo de 6 transformadores, corresponderá conectar un transformador a cada motor generador, por lo que de obtenerse un requerimiento mayor en la etapa subsiguiente se corregirá el valor calculado en esta etapa.

Generación de energía eléctrica

Como se determinó en la selección de tecnologías, para la generación de energía eléctrica se utilizarán motogeneradores, para esta etapa se considera un factor de planta de 0,85 y la capacidad máxima de cada generador estará dada por 1966 ekW (kilovatios eléctricos, ya que la máquina posee un generador eléctrico adosado) con un rendimiento de generación eléctrica de 40,1%.

El motor trabaja con una relación aire combustible (λ) de 1,68 en promedio. Si bien esta depende del estado de carga de los motores, la variación es menor que el 1% variando la carga desde el 100% hasta el 50%, lo cual se considera una aproximación razonable para un estudio de prefactibilidad.

Como se mencionó en la descripción general del proceso, se considera un valor promedio calorífico del biogás, el cual será determinado de manera más precisa una vez que se realicen las primeras mediciones en el campo antes de instalar la planta generadora, durante la construcción del relleno. Para los cálculos, entonces, se toma un poder calorífico de 19,65 MJ/Nm3 de biogás. Con la composición mencionada en el apartado de generación de biogás, variando únicamente los parámetros que son afectados por el tratamiento del gas.

La ecuación simple de combustión de metano es la siguiente:

$$CH_4 + 2O_2 + 7{,}52N_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O + 7{,}52N_2 + \text{Calor} \qquad (7)$$

Como puede verse en la figura, no se contempla en la ecuación la presencia de dióxido de carbono, ya que no interviene en la reacción. Por este motivo es que se toman valores empíricos, sacados de estudios de biogás y no se plantea de manera teórica la reacción de combustión.

El requerimiento de potencia de la etapa anterior resulta ser de 10,10 MW. Corrigiendo por el rendimiento de generación, la energía equivalente requerida de biogás resulta ser 187561 MWh. Esto se traduce en un caudal másico de combustible de 3461,16 kg/hora y de aire de 5804,36 kg/hora. En metros cúbicos normales de biogás el caudal es equivalente a 3614,88 Nm3/hora.

Calculado la energía necesaria a generar, y tomando potencia nominal de uno de los motores elegidos se concluye que para satisfacer la generación establecida se requerirían de 6 motores con un nivel de ocupación de 85,63%.

Sin embargo, al terminar el balance de línea con esta configuración, se detectó que el cuello de botella quedaba en otras secciones del proceso.

Esto se debe ya que la capacidad de generación de 5 motores quedaba apenas por debajo del requerimiento, con lo que había que introducir un motor más por un poco de potencia adicional, resultando en una subutilización de los motores. Como la generación es una sección crítica del proceso (mayor inversión y costo operativo), tenerla subutilizada respecto a otras secciones resultaría en ineficiencias y sobrecostos, por estar los costos distribuidos en un volumen de energía menor al óptimo.
Por esta razón, se decidió optar por una cantidad de 5 motores de manera de obtener una potencia entregada a la salida de 9,7 MW en lugar de 10 MW y maximizar el grado de aprovechamiento de los motores.

A continuación, se presenta entonces el balance masa energía final de la etapa.

Resumen energía		
Salida energía eléctrica	68309,34	MWh/año
Pérdidas por calor y fricción	104223,42	MWh/año
Entrada equivalente energía biogás	172532,76	MWh/año
Resumen masa		
Salida gases combustión	9011,83	kg/hora
Entraga biogás	3366,39	kg/hora
Entrada aire	5645,44	kg/hora
Por motor:		
Resumen energía		
Salida energía eléctrica	13661,87	MWh/año
Pérdidas por calor y fricción	20844,68	MWh/año
Entrada equivalente energía biogás	34506,55	MWh/año
Resumen masa		
Salida gases combustión	1501,97	kg/hora
Entraga biogás	561,07	kg/hora
Entrada aire	940,91	kg/hora

Figura 3-3 Balance de masa energía de etapa generación.

La etapa de transformación explicada anteriormente se corrige por lo tanto a 5 transformadores.

Filtrado de siloxanos

La etapa anterior a la generación de energía eléctrica es la eliminación de siloxanos del biogás. En esta etapa, cuando se eliminen los siloxanos el volumen del biogás se mantendrá inalterado, ya que este es un gas y ocupa todo el volumen disponible, pero cambiará la densidad del gas. Sin embargo, la variación en la densidad del gas se considera despreciable, ya que por cada m3 de biogás filtrado se eliminarán tan solo 49 mg de siloxanos. La corriente de biogás filtrada es de 4618,88 m3 normales de biogás por hora, mientras que el filtro posee una capacidad de procesar 5000 m3 por hora, por lo que será necesario un solo filtro.

La maquinaria elegida tiene un rendimiento de remoción de siloxanos de 98%, por lo que de los 50 mg de siloxanos que contiene cada metro cúbico de biogás (véase hoja de caracterización del biogás en el archivo Excel que acompaña la entrega) se eliminarán 49 mg de siloxanos.

Filtro coalescente

En esta etapa del tratamiento del biogás se eliminará el particulado fino. La corriente de tratamiento de biogás es de 4618,88 m3 normales de biogás por hora, como fue determinado en la etapa anterior, que a su vez fue calculado en la etapa de generación de energía eléctrica. Por cada metro cúbico de biogás tratado se arrastran 0,21 mg de particulado fino y para este tipo de partículas el rendimiento del filtro es del 100%, por lo que se eliminarán en su totalidad (el rendimiento del filtro es función del tipo de material a separar).

Al igual que en la etapa anterior, no hay variaciones en el volumen del biogás sino en su densidad, aunque estas se consideran despreciables. Habiendo determinada la corriente de tratamiento por el filtrado de siloxanos, de 4618,88 m3 normales de biogás por hora.

Cada filtro tiene una capacidad de procesamiento que puede variar de a 1000 m3 de biogás por hora. El filtro utilizado para la eliminación de siloxanos se vende de manera conjunta con el filtro que se utilizará para eliminar el particulado fino en la etapa inmediatamente anterior a está, por lo que la capacidad del filtro se dimensiona en el dimensionamiento del proceso que se detalla a continuación y en función de tal capacidad quedará determinada la cantidad de filtros requerida para ambas etapas ya que ambas máquinas se venden conjuntamente.

Separación centrífuga

En la separación centrífuga se eliminará el contenido de humedad en el biogás, que es del 7% en volumen, y el particulado grueso, también definidos en la hoja de caracterización del biogás. Para ello se usa un filtrado que tiene un 99% de eficiencia. Habiendo dicho lo anterior, el flujo de salida de la separación centrífuga será de 4618,88 m3 normales de biogás por hora, que será el flujo de biogás que entre en el filtrado de particulado fino. Así, el agua eliminada en esta etapa es de:

$$Flujo\ H20 = Flujo\ de\ entrada * 0{,}07 * 0{,}99 = \frac{4118{,}88 Nm3/h}{(1 - 0{,}99 * 0{,}07)} * 0{,}07 * 0{,}99 = 343{,}62\ Nm3/h \quad (8)$$

Por otro lado, el material particulado grueso traído en el biogás es de 928,87 mg/Nm3 de biogás. Si se elimina el 99% de este contaminante, entonces por cada metro cúbico normal de biogás se eliminan 919,59 mg de particulado grueso. Nuevamente, de manera análoga a otras etapas de filtrado, se asume que la eliminación del material particulado fino no altera el volumen del flujo, sino su densidad; la variación de volumen esta etapa vendrá determinada, entonces, por el volumen que se elimina al eliminar el contenido de humedad. Así, el flujo de entrada para esta etapa:

$$Flujo\ de\ entrada\ de\ biogás = Flujo\ de\ biogás\ saliente + flujo\ de\ agua\ eliminado \quad (9)$$

$$Flujo\ de\ entrada\ de\ biogás = 4614{,}88\ Nm3/h + 343{,}62\ Nm3/h \quad (10)$$

$$Flujo\ de\ entrada\ de\ biogás = 4958{,}50\ Nm3/h \quad (11)$$

Se selecciona un filtro de capacidad de 5000 Nm3 de biogás por hora, por lo que solo será necesario un filtro, cuya capacidad es suficiente para la eliminación del particulado fino, grueso y de la humedad.

Enfriado

En esta etapa se dimensiona la maquinaria necesaria para separar condensar la humedad aportada por el biogás que será necesario eliminar en la separación centrífuga. En esta etapa no hay pérdidas de carga y la eficiencia de separación es del 100%. El flujo de salida de este equipo será el total entrante a la separación centrífuga, que a su vez será el mismo que ingrese a la etapa de enfriado por no haber pérdidas, pero a diferencia de en la etapa de separación centrífuga, el biogás se separa del 100% del contenido del agua. Entonces, en esta etapa los flujos serán:

$$Flujo\ total\ de\ salida\ =\ Flujo\ de\ entrada\ separación\ centrífuga\ =\ Flujo\ total\ de\ entrada \tag{12}$$

$$Flujo\ de\ entrada\ de\ biogás\ húmedo\ =\ 4958{,}50\ Nm3/h \tag{13}$$

Teniendo en cuenta que el porcentaje de humedad del biogás es de 7% en volumen entonces:

$$Flujo\ de\ salida\ de\ agua\ =\ 0{,}07 * 4958{,}50\ Nm3/h\ =\ 3{,}47\ Nm3/h \tag{14}$$

$$Flujo\ de\ salida\ de\ biogás\ seco\ =\ (1-0{,}07) * 4958{,}50\ Nm3/h\ =\ 4955{,}03\ Nm3/h \tag{15}$$

La capacidad del intercambiador de calor seleccionado es de 6000 Nm3/h, por lo que solo será necesario utilizar un intercambiador de calor.

Captación del biogás

Habiendo dimensionado la etapa de enfriado, la etapa inmediatamente anterior a esta es la etapa de quemado en la antorcha de el biogás captado no tratado en la usina eléctrica. Según lo dispuesto por el protocolo de Kyoto, será necesario durante toda la vida útil del proyecto quemar el biogás

captado y las antorchas deberán funcionar aun cuando la planta no esté en funcionamiento, por lo que, para dimensionar las etapas anteriores a esta, tanto como para esta, será necesario contemplan un factor de planta del 100%. Luego de esta etapa el factor de planta es de 0,85, como fue explicado con anterioridad.

Para poder dimensionar las antorchas, será necesario conocer cuánto biogás se genera en los rellenos sanitarios, y en función de este cuanto se capta. A su vez, para conocer cuánto biogás se genera en los rellenos sanitarios, será necesario saber cuánta materia prima es necesario disponer. Por ello, de ahora en más, será necesario hacer el balance de línea en sentido inverso al sentido en el que se venía trabajando.

Para poder modelar la generación de materia prima en función del cronograma de disposición de residuos en el relleno sanitario, será necesario conocer la eficiencia de captación del biogás y cuanto biogás, como mínimo, se deberá captar para alimentar la usina.

El biogás que demandará la planta de generación de energía eléctrica será el que entre a la etapa de enfriado, por lo que la captación mínima debe ser de:

$$Captación\ requerida\ para\ la\ usina\ =\ Entrada\ de\ enfriado\ = 4958{,}50\ Nm3/h \tag{16}$$

$$\begin{aligned} Demanda\ anual\ de\ la\ usina & \\ &= 4958{,}50\ Nm3/h\ *\ 24\ hs/día\ *\ 0{,}85\ *\ 365{,}25\ día/año \\ &= 36921021\ Nm3/año \end{aligned} \tag{17}$$

Para la comprensión del cálculo anterior, recuérdese que el factor de utilización de la planta contemplando mantenimiento y paradas es de 0,85; según se estimó tomando valores de las plantas de generación similares que hay en funcionamiento en Argentina.

Para estimar la generación de biogás se utiliza el modelo LandGem versión 2020 que se explicará en detalle en la sección Generación de Biogás. Para estimar la generación de biogás se utiliza un potencial de generación de biogás de 100 Nm3/tonelada de RSU. Esta tasa de generación de metano es función tanto de la calidad de la materia prima como de las condiciones del relleno sanitario, lo que también determinará la eficiencia de captación. Según el estudio Integrated Approach for Accurate Quantification of Methane Generation at Municipal Solid Waste Landfills

publicado por Ali Reza Abedini, empíricamente se ha demostrado que para rellenos de estas características la eficiencia de captación es, en promedio, del 73%. Se toma estos parámetros. Siendo la eficiencia de captación del 73%, la generación mínima de biogás anual en el relleno debe ser de:

$$Generación\ anual\ mínima\ de\ biogás = \frac{36921021\ \square\square 3/\square ñ\square}{0{,}73} = 50576740\ Nm3/año \quad (18)$$

Generación de biogás

Para modelar la evolución de la generación de biogás en el relleno sanitario se seleccionó el Landfill Gas Emissions Model (LandGEM), que es una herramienta de estimación automatizada con una interfaz de Microsoft Excel disponible en el sitio de la US EPA (US Environmental Protection Agency).

LandGEM se basa en una ecuación de tasa de descomposición de primer orden para cuantificar las emisiones de la descomposición de los residuos depositados en rellenos sanitarios. Los valores predeterminados del modelo se basan en datos empíricos de rellenos estadounidenses.

$$Q_{CH_4} = \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=0.1}^{1} kL_o \left(\frac{M_i}{10}\right) e^{-kt_{ij}} \quad (19)$$

Ecuación de tasa de descomposición de primer orden. Fuente: LandGEM

Donde,

QCH4 = generación anual de metano en el año de cálculo (m3/año)

i = incremento de 1 año

n = (año de cálculo) - (año de inicio de disposición de residuos)

j = incremento de 0,1 año

k = tasa de generación de metano (1/año)

L0 = capacidad potencial de generación de metano (m3/ton)

Mi = masa de residuos dispuesta en el i-ésimo año (ton)

tij = edad de la j-ésima sección de masa de residuos Mi dispuesta en el i-ésimo año (años con decimales, por ejemplo, 3,2 años)

En primer lugar, se seleccionan las características del relleno. Los parámetros y los valores asignados según el cronograma estipulado y las características del proyecto son:

Parámetro del relleno	Valor
Año de apertura	2024
Año de cierre	2042
Capacidad de residuos (ton)	11.650.000 toneladas (suma de los residuos depositados durante todo el proyecto)

Tabla 3-3 Parámetros constructivos del relleno para modelo LandGem.

En segundo lugar, se determinan los parámetros del modelo. El modelo contiene dos sets de parámetros por defecto, los del CAA (Clean Air Act) y los del inventario de la EPA. Los valores de CAA se basan en regulaciones federales para rellenos sanitarios presentados por el CAA y se utilizan para determinar si un relleno es sujeto a control de estas regulaciones. Los valores de inventario se basan en factores de emisión según la EPA's Compilation of Air Pollutant Emission Factors (AP-42) y se usan para generar estimaciones de las emisiones en ausencia de datos específicos del sitio. También se puede seleccionar el tipo de relleno según si el área es árida, no árida (convencional) o se trata de un biorreactor.

Tipo	Tipo de Relleno	k (1/año)	L0 (m3/ton)
CAA	Convencional	0,05	170
CAA	Área Árida	0,02	170
Inventario	Convencional	0,04	100
Inventario	Área Árida	0,02	100
Inventario	Húmedo (Biorreactor)	0,70	96

Tabla 3-4 Parámetros k y L0 del modelo LandGEM

En consecuencia, el set indicado para el modelo de este proyecto según las condiciones del área es el de “Inventario Convencional”. Luego se selecciona, consistente a este set, la concentración de CONM (Compuestos Orgánicos No Metanogénicos o NMOC por sus siglas en inglés) en ppmv (partes por millón volumétricas) y el contenido de Metano (en %). En cuanto al primero, las opciones son “No or Unknown Co-disposal” o “Co-disposal” en función de si se depositan o no de manera conjunta residuos peligrosos y no peligrosos en el relleno, resultando “No or Unknown Co-disposal” como la opción correcta dado que en el predio de CEAMSE solo se depositan residuos peligrosos. En cuanto al segundo parámetro, se toma 50% como contenido de metano en el biogás, valor de referencia acorde a la región según expertos de CEAMSE.

En tercer lugar, se seleccionan los gases para los que se calculará su emisión. La selección por defecto es de Biogás total, Metano, Dióxido de Carbono y CONM (NMOC).

Finalmente, el último input es la cantidad de residuos dispuesta por año en el relleno.

Para calcular la basura necesaria a depositar es necesario conocer la vida útil del proyecto ya que se deberá depositar basura de forma tal que el biogás generado en el relleno sanitario sea mayor a 50576740 Nm3/año para todo el período en que, por contrato, sea necesario entregar energía eléctrica a la red.

Como se verá más adelante, la vida útil de la maquinaria crítica para el proyecto y la más cara, que son los motores de combustión interna, es de 15 años según especificado por el proveedor; mientras que el plazo de los contratos RenovAr es de 20 años como máximo. Si se quisiera entregar energía a la red durante 20 años, entonces en el año 15 del proyecto sería realizar una inversión en overhauling para extender la vida útil de los motogeneradores por los 5 años restantes. En la sección de análisis de renovación de equipos se analiza la conveniencia económica de dicha renovación, y se obtiene un VAN esperado negativo para la inversión. Así, se define que el contrato

RenovAr debe ser de 15 años y no de 20, ya que de ser de 20 se necesita una reinversión que no se justifica, y en caso de no hacerla, se deberá pagar a CAMMESA a modo de multa de 160 US$ por cada MWh no entregado.

Para evaluar si es posible evaluar un contrato del tipo RenovAr a 15 años, se examinan los pliegos de bases y condiciones de las licitaciones de RenovAr. Para contratos del tipo RenovAr 1 y 2, el contrato deberá ser de 20 años obligatoriamente. Sin embargo, para contratos del tipo MiniRen, como fue la ronda RenovAr 3, en la página 67 del Pliego de Bases y Condiciones, sección 6: Plazo, el pliego explicita lo siguiente:

"**Período de Abastecimiento**. La obligación del Vendedor de abastecer la Energía Contratada al Comprador y la obligación del Comprador de comprar la Energía Contratada a ser abastecida por el Vendedor y de pagar por la Energía Abastecida, se extenderá durante el Período de Abastecimiento. El Período de Abastecimiento comenzará en la Fecha de Habilitación Comercial y se extenderá por veinte (20) Años de Producción consecutivos a partir de la Fecha de Habilitación Comercial (el "Período de Abastecimiento"). **No obstante, concluido el décimo año contado a partir de la Fecha de Habilitación Comercial, el Vendedor tendrá la opción de rescindir unilateralmente, y sin penalidad alguna, el Contrato en cualquier momento mediante la entrega al Comprador de una Notificación de Rescisión con un plazo no menor a seis (6) meses.**"

Teniendo lo anterior en cuenta, se redefine el plazo del proyecto a 15 años, y el proyecto que se analiza será estudiado asumiendo que en las próximas licitaciones de RenovAr para tecnología del tipo de biogás obtenido a partir de relleno sanitario existirá esta cláusula y se podrá prescindir del contrato sin penalidad alguna. Debe tenerse en cuenta que la potencia máxima adjudicada a biogás de relleno sanitario en todas las licitaciones anteriores fue de 10 MW máximo por proyecto, por lo que estos proyectos son siempre de plantas de generación relativamente pequeñas.

Finalmente, se calcula la disposición de materia prima, siendo que esta debe ser suficiente de 2027 a 2042 y que se desean minimizar la cantidad de RSUs necesarios para así minimizar el espacio demandado. Utilizando el modelo se obtiene el siguiente cronograma de disposición de RSUs requerido.

Año	Toneladas depositadas
2024	2.500.000
2025	2.250.000
2026	2.000.000
2027	2.000.000
2028	1.500.000
2029	1.000.000
2030	400.000

Tabla 3-5 Cronograma de disposición de los residuos en el relleno sanitario.

En función de los inputs de materia prima, se obtiene la siguiente curva de generación de biogás en los rellenos sanitarios.

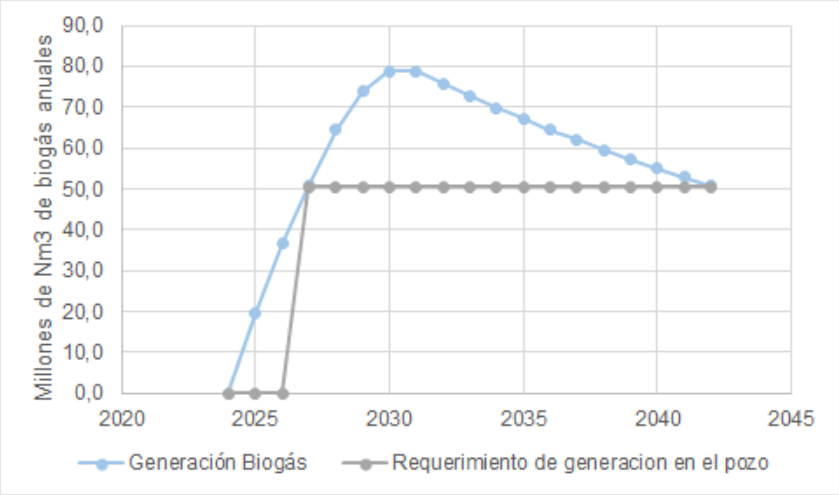


Figura 3-4 Generación vs. Requerimiento mínimo

Las etapas que se dimensionan a continuación se dimensionan para el pico de generación de biogás.

Conocido el valor esperado de generación anual de biogás, será relevante estimar o las variaciones en el biogás obtenido. Existen dos factores críticos que determinan la generación del biogás y a los cuales se les puede asignar la mayor variabilidad en dicha variable; estos son: la temperatura dentro del relleno sanitario y la composición de los residuos. De estas variables, aquella que presenta patrones estacionales es la temperatura. Sin embargo, se debe tener en cuenta que la temperatura dentro de los rellenos sanitarios es mayor a la ambiental, debido a que ocurren

relaciones exotérmicas en su interior. A temperaturas inferiores a los 10 grados centígrados disminuye de generación de biogás, por lo que según el documento “Modelo para el Diseño de Sistemas de Captación y Aprovechamiento de Biogás Producido en rellenos sanitarios’, para rellenos de poca profundidad, de entre 2 y hasta 5 metros, las variaciones en la temperatura exterior se traducen en cambios significativos (no cuantificables sino para cada relleno sanitario en particular ya que también depende de la humedad, de la presencia de líquidos lixiviados y de la presión) en la generación de biogás. Así, para rellenos sanitarios de 20 metros de profundidad como ser el de este proyecto, se espera que este factor estacional no tenga un impacto significativo.

Por otro lado, respecto de la composición de los residuos sólidos urbanos esta tiene una dispersión máxima del 11% y un porcentaje de humedad que oscila entre el 43 y el 49% según el informe publicado por CEAMSE y FIUBA “Estudio de Calidad de los Residuos Sólidos Urbanos del Área Metropolitana de Buenos Aires – Tercer Informe de Avance”. Se espera que esto no produzca una variación significativa en la obtención de biogás. Sin embargo, se debe tener en cuenta que la variación en la captación y generación de biogás será aquella que se dé a partir de la superposición de todos los efectos calculados anteriormente.

No se conocen estudios sobre la estacionalidad en la generación del biogás de rellenos sanitarios, ya que la variación también dependerá de la fase de la descomposición en la que se hallen los residuos, por lo que variará a lo largo de la vida útil del relleno sanitario y del proyecto. Sin embargo, se consultó con expertos de la planta Norte III de CEAMSE, quienes informaron que la variación en el volumen de biogás obtenido, cuando este esté en fase metalogénica para rellenos sanitarios de características similares a los del Complejo Ambiental Norte III es de hasta un 5% intermensual.

Por otro lado, para comprender la magnitud de la variación en la generación de biogás en rellenos sanitarios para la generación de energía, se consultó la planificación estacional de CAMMESA de noviembre de 2020 a abril de 2021, en donde se puede observar que biogás y biomasa son tecnologías para las cuales la generación de energía se mantiene aproximadamente contentaste tanto a nivel mensual como a nivel semanal en la siguiente imagen:

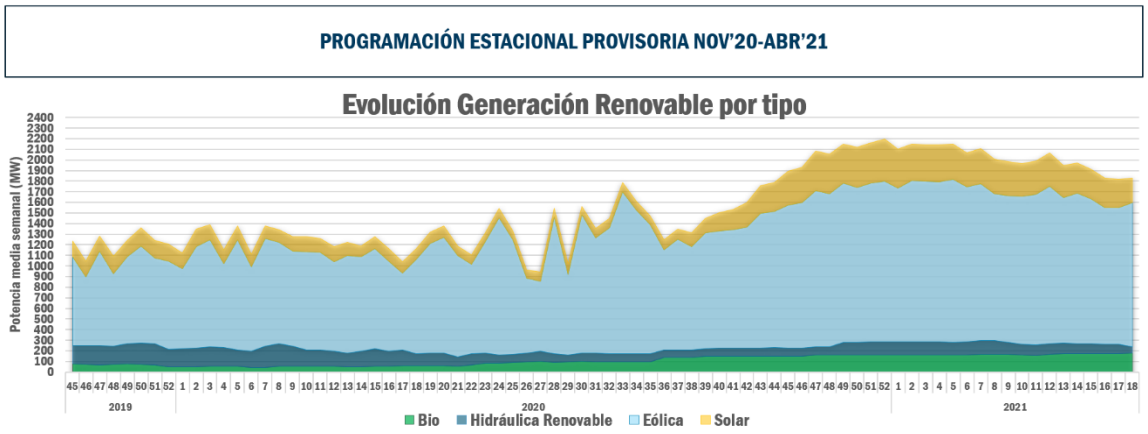


Figura 3.5 Evolución de Generación Renovable por tipo.Fuente: Programación estacional provisoria noviembre 2020 – abril 2021 CAMMESA. Diapositiva 23.

Como se mencionó anteriormente, la producción de energía renovable proveniente de biogás y biomasa se comporta de manera aproximadamente estable, sufriendo ésta variaciones escalonadas que representan los ingresos de plantas generadoras a SADI.

Finalmente, de observar la figura 3.4, de generación de biogás vs requerimiento de biogás, el cual contempla la eficiencia de captación, es posible observar que durante la vida útil del proyecto, en promedio, el biogás generado será un 28% superior al requerimiento. Así, se concluye que el excedente de biogás producido cubrirá las variaciones intermensuales del 5%.

Dimensionamiento de las antorchas

Las antorchas se deben dimensionar para el flujo máximo de generación de biogás, ya que, aunque no se halle en operación la usina, la Ley Nacional 25.438 de adhesión al protocolo de Kyoto regula la emisión de metano a la atmósfera, por lo que se deberá captar el biogás generado en el relleno sanitario y quemarlo en antorchas para convertir el metano en dióxido de carbono, debido a que este último gas tiene un potencial efecto invernadero 25 veces menor al primero.

Para dimensionar las antorchas, entonces, se toma el máximo de generación de biogás que se obtiene como output del modelo LandGem afectado por el coeficiente de captura, que corresponde a 57,5 millones de metros cúbicos en el año 2020. La EPA recomienda que se tome un coeficiente de seguridad del 20% para el dimensionamiento de las antorchas, por lo que se multiplica al máximo de generación por un factor de 1,2 y se obtiene un requerimiento de procesamiento para las antorchas de 69 millones de Nm3 anual.

El flujo máximo que atraviese a las antorchas por hora será entonces, sí funcionan con un factor de utilización del 100%:

$$Flujo\ máximo\ de\ biogás\ en\ las\ antorchas\ con\ factor\ de\ seguridad = \frac{57{,}5 * 10^6\ * 1{,}2\ Nm3/año}{365{,}25\ día/año\ *\ 24\ hs/día} = 7883\ Nm3/h \quad (20)$$

De las antorchas seleccionadas, la capacidad de quemado de biogás de cada una es de 2000 Nm3/hora, por lo que serán necesarias 4 antorchas.

Dimensionamiento de la cámara de condensado

En la cámara de condensado se llevará a cabo el proceso de desnebulizado del biogás, en el que se eliminan los líquidos lixiviados que este traiga por arrastre por efecto de la captación del biogás. Esta etapa también se tendrá que dimensionar para el máximo de generación de biogás, que se corresponderá con el pico máximo de captación, y funcionará las 24 hs al día los 365 días al año ya que de bene alimentar tanto a la usina como a las antorchas. Será necesario filtrar la totalidad del biogás para evitar roturas en los equipos, principalmente en los compresores que se dimensionan en la próxima etapa.

En la planta de biogás de CEAMSE Norte IIIA se midieron valores captados de 40 ml de líquidos lixiviados por Nm3 de biogás captado, por lo que para dimensionar la etapa se adopta dicho valor de líquidos de arrastre.

El flujo máximo de captación de biogás es de 6565,67 Nm3/hora, que se corresponde con el flujo utilizado para dimensionar las antorchas. El valor del caudal biogás captado a partir de los resultados del modelo LandGEM corresponde a biogás sin líquidos de arrastre, por lo que el flujo de entrada de biogás sin líquidos de arrastre es igual al de la salida. Los líquidos de arrastre serán entonces:

$$Flujo\ de\ lixiviados = 6565{,}67\ *\ 40\ ml/Nm3\ de\ biogás = 0{,}26\ Nm3/h \quad (21)$$

El flujo de entrada máximo al sistema de separación será entonces:

$$Flujo\ total = 6565{,}67 Nm3/h\ de\ biogás + 0{,}26 Nm3/h\ de\ lixiviados \quad (22)$$

Para el dimensionamiento, se tiene en cuenta el 20% de factor de seguridad tomado en las antorchas. Por lo tanto:

$$Flujo\ total\ =\ (6565{,}67Nm3/h\ de\ biogás\ +0{,}26Nm3/h\ de\ lixiviados) * 1{,}2 \quad (23)$$

Cada una de las cámaras de condensado escogidas durante la selección de tecnologías tiene una capacidad de procesar un flujo total de entrada máximo de 6500 Nm3 por hora, por lo que será necesario instalar dos cámaras.

Dimensionamiento del sistema de succión e impulsión

Para la sección de succión e impulsión se seleccionará el soplador centrífugo teniendo en cuenta los parámetros de caudal máximo y diferencial de presión a ejercer.

El caudal máximo a ingresar a la sección es el máximo proveniente de la cámara de condensado, que es todo el biogás captado libre de líquido de arrastre (su remoción es necesaria para reducir la naturaleza abrasiva y corrosiva del biogás y proteger al soplador y asegurar una combustión efectiva en las antorchas).

$$Flujo\ total\ =\ (6565{,}67Nm3/h\ de\ biogás + 0{,}26Nm3/h\ de\ lixiviados) * 1{,}2 \quad (24)$$

$$Flujo\ total\ de\ biogás\ proveniente\ de\ la\ cámara\ de\ condensado = 6565\ Nm3/h \quad (25)$$

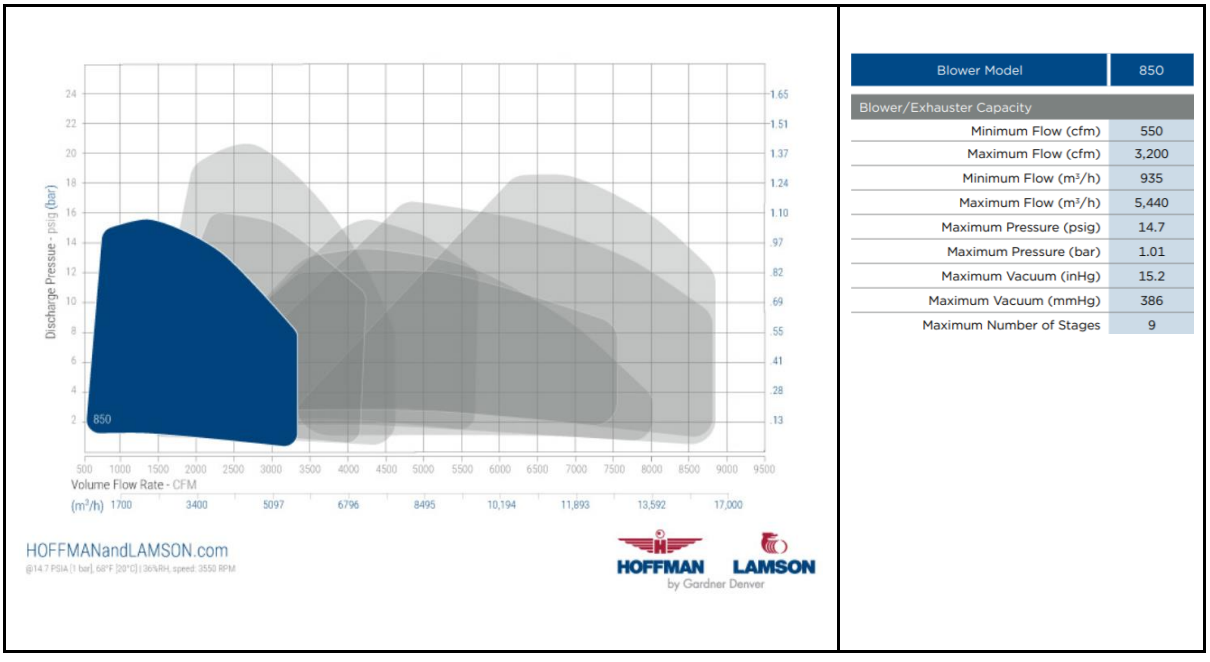
Adicionando el factor de seguridad del 20% tenido en cuanto en las antorchas (aguas abajo) se tiene:

$$Flujo\ total\ de\ biogás\ proveniente\ de\ la\ cámara\ de\ condensado\ con\ factor\ de\ seguridad = 7878\ Nm3/h \quad (26)$$

Con lo cual en primera instancia este sería el caudal a usar para entrar en las curvas de performance del fabricante. Sin embargo, es preciso tener en cuenta de que se trata de una sección crítica del proceso que tiene que estar en operación el 100% del tiempo (idealmente), ya que de no estarlo ello significaría tener que ventear todo el biogás hacia el ambiente. Por esta razón y para diversificar el riesgo de parada de la planta por cualquier falla o parada necesaria del soplador, se decide distribuir el caudal en dos sopladores. El caudal a utilizar para entrar en el mapa de performance del fabricante es entonces:

$$Caudal\ de\ biogás\ a\ utilizar\ para\ seleccionar\ el\ modelo\ =\ 3939\frac{Nm3}{h} \quad (27)$$

Luego, teniendo en cuenta que el diferencial de presión nominal que deberá aportar el soplador oscila entre los 200 mbar, y tomando una cobertura debido a oscilaciones en la generación/captación, se va a las curvas de performance para aplicaciones de biogás del fabricante y se elige el modelo apropiado (modelo 850), como se observa en la figura.



Blower Model	850
Blower/Exhauster Capacity	
Minimum Flow (cfm)	550
Maximum Flow (cfm)	3,200
Minimum Flow (m³/h)	935
Maximum Flow (m³/h)	5,440
Maximum Pressure (psig)	14.7
Maximum Pressure (bar)	1.01
Maximum Vacuum (inHg)	15.2
Maximum Vacuum (mmHg)	386
Maximum Number of Stages	9

Figura 3-5Mapa de performance de sopladores centrífugos Hoffman & Lamson para biogás y parámetros del modelo elegido. Fuente: gardnerdenver.com

Dimensionamiento del relleno sanitario

Para dimensionar el relleno sanitario será necesario conocer el calendario de disposición de la materia prima. Como se calculó en la generación de biogás, durante toda la vida útil del relleno será necesario depositar 11’650’000 toneladas de RSUs. Para dimensionar el volumen del relleno sanitarios será necesario conocer la densidad de la materia prima compactada.

La materia prima sin compactar tiene un peso específico medio de 250 kg por metro cúbico. Luego de compactarla, se alcanzan pesos específicos que van de los 600 kg/m3 a 900 kg/m3. A fines prácticos, se toma el valor medio de 775 kg/m3 de RSU se asume que la compactación de los residuos es uniforme, ocupando un metro cúbico cada 775 kg de RSU.

Tomando la densidad, entonces el relleno sanitario demandará de un volumen total de:

$$Volumen = \frac{11650000\ tn}{(775/1000)\ kg/m3} = 15032258\ m3 \quad (28)$$

La profundidad admisible para los rellenos sanitarios localizados en la micro localización elegida es de 20 metros y esta profundidad es la de los rellenos de CEAMSE. Entonces, se asume que los rellenos del proyecto tienen una profundidad de 20 metros, por lo que serán necesarias la siguiente cantidad de hectáreas para depositar la materia prima:

$$Hectáreas = \frac{15032258}{20\ m * 10000m2/hectárea} = 75{,}16\ ha \quad (29)$$

Maquinaria para la disposición de los residuos en los rellenos sanitarios

Como se mencionó anteriormente, la maquinaria necesaria para disponer los residuos en rellenos sanitarios serán compactadores de rellenos sanitarios Caterpillar modelo 836 K. Para cada una de estas máquinas no es posible determinar un rendimiento de toneladas de RSUs depositadas por hora, se toma la recomendación del libro Landfill Gas to Energy - Technologies and Challenges qué recomienda, para rellenos que manejen la cantidad de materia prima diaria que se trata en este proyecto posean dos de estos tractores y que exista personal disponible para manejarlos las 24 horas del día.

Como se verá más adelante en el marco legal, el trabajo en el relleno sanitario es trabajo insalubre, por lo que las jornadas laborales deben ser de 6 horas dentro de las cuales se deben contemplar 2 horas de descansos y suplementos. Así, cada operario podrá trabajar un único turno de 4 horas de trabajo reales, por lo que para operar ambas máquinas serán necesarios 12 operarios.

Pozos de extracción

Habiendo dimensionado la cantidad de hectáreas necesarias, se deberá dimensionar la cantidad de pozos de extracción necesaria. Para ello, como se mencionó en la selección de tecnologías se debe definir un radio de alcance de cada pozo de extracción que puede variar entre 25 y 35 metros. La selección del radio de influencia se lleva a cabo de forma empírica en la construcción de rellenos sanitarios, colocando pozos de extracción para distintos radios a medida que se va depositando la basura y evaluando cuál permite maximizar la eficiencia de captación.

En términos de esta entrega, entonces, se plantean tres escenarios posibles de radio de influencia de cada pozo de extracción: 25 metros, 35 metros y 30 metros que corresponde a un valor medio entre estos últimos. Se dimensiona la cantidad de ductos de extracción verticales para cada escenario y luego se evaluará su impacto en el análisis de costos.

Para calcular la cantidad de pozos de extracción necesarios es necesario calcular el área correspondiente a cada pozo, dividir a las hectáreas totales por este valor y tomar el mayor entero más próximo para cada uno de los escenarios. Teniendo en cuenta el gráfico de la selección de tecnología correspondiente a esta sección se puede despejar algebraicamente que cada uno de los pozos abarca un área total delimitada por la siguiente fórmula:

$$Área\ de\ cada\ pozo\ =\ 2 * R * cos(30\ grados) * 2 * R * sen(30\ grados) \qquad (30)$$

Donde R es el radio de influencia de cada pozo. Así, para cada uno de los escenarios se calculan los siguientes requerimientos:

	Escenario 25 metros	Escenario 30 metros	Escenario 35 metros
Cantidad de pozos requeridos	695	483	355

Tabla 3-6 Necesidad de pozos de extracción.

Según recomendado por la Environmental Protection Agency (USA), la profundidad de los pozos de extracción que empíricamente ha demostrado responder adecuadamente frente a la eficiencia de captación es una profundidad de cada pozo igual al 75% de la profundidad del relleno sanitario. Así, la profundidad de cada pozo para el relleno sanitario que se estudia será de 15 metros. Por otro lado, Global Methane recomienda un diámetro de pozo de cada extracción de 10 cm, siempre y cuando se pueda asegurar que la velocidad del flujo no supere los 12m/s. Tomando el diámetro recomendado de cada pozo se y dividiendo el caudal por la sección del pozo se calculan velocidades de extracción menores a la máxima, por lo que se adopta el valor de diámetro de cada pozo de extracción de 10 cm.

Adicionalmente, se deben colocar pozos de similares características por fuera del perímetro del pozo, para monitorear el rendimiento del relleno y controlar posibles fugas por fuera.

Habiendo realizado el balance de línea, se lo resume en el siguiente cuadro:

Etapa	Entrada	Salida	Mermas	Requerimientos
Transformación	9,80 MW	9,70 MW	0,10 MW	5 transformadores
Generación de energía eléctrica	4488,52 Nm3 de biogás/h	9,8 MWh/h	14,8 MWh/h (pérdidas por calor y fricción)	5 motogeneradores
Filtrado de siloxanos	4488,52 Nm3 de biogás/h sin tratar	4488,52 m3 de biogás/h tratado	49 mg Siloxanos/m3 de biogás	1 filtro
Filtrado de particulado fino	4488,52 Nm3 de biogás/h sin tratar	4488,52 Nm3 de biogás/h tratado	0,21 mg/m3 de biogás normal	1 filtro coalescente
Separación centrífuga	4822,74 Nm3 de biogás/h	4488,52 Nm3 de biogás/h	334,22 Nm3 de agua/h	1 separador centrífugo
Enfriado	4822,74 Nm3/h de biogás húmedo	4819,36 Nm3/h de biogás seco + 3,38 Nm3/h de agua líquida saturada.	-	1 intercambiador de calor
Captación	Generación mínima de 49.191.904 Nm3/año + exceso de generación en el relleno.	Salida a la usina 35.910.090 Nm3/año de biogás + salida de excedentes a la antorcha	Eficiencia de captación del 73%.	Se detallan cuando se dimensionan los rellenos sanitarios y en función de eso la cantidad de pozos de extracción necesarios.
Generación de biogás	11.650.000 toneladas de RSU totales	Salida a la usina 35.910.090 Nm3/año de biogás + salida de	-	11.650.000 toneladas de RSU totales

		excedentes a la antorcha		
Antorchas	7965 Nm3/h máximo de biogás sin quemar	7965 Nm3/h máximo de biogás quemado	-	4 antorchas
Succión e impulsión	6632,72 Nm3/h de biogás	6632,72 Nm3/ de biogás	-	2 sopladores centrífugos
Cámara de condensado	6632,99 Nm3/h de biogás + líq. lixiviados	6632,72 Nm3/h de biogás	0,27 Nm3/h de líquidos lixiviados	2 cámaras
Rellenos Sanitarios	11.650.000 toneladas de RSU totales sin compactar	9184 Nm3/h máximo de biogás generado (no captado)	-	75,16 ha
Compactadores de rellenos sanitarios	11.650.000 toneladas de RSU totales sin compactar	11.650.000 toneladas de RSU totales compactadas	-	2 compactadores y 12 operarios que conduzcan los compactadores (por día)
Pozos de extracción	9184 Nm3/h máximo de biogás generado.	6704 Nm3/h máximo de biogás captado	Eficiencia de captación del 73%.	Si 25 m: 625 pozos Si 30 m: 483 pozos Si 35 m: 355 pozos

Tabla 3-7 Necesidades.

A modo de cierre del balance de línea se estima la utilización de cada etapa y se determina cual es el cuello de botella.

Etapa	Cantidad de máquinas		Grado Aprovechamiento
Cámara Condensado	2		51,57%
Succión/Impulsión	2		73,89%

Antorchas	5		80,45%
Enfriado	1		80,38%
Separador centrífugo	1		96,45%
Filtro Coalescente	1		89,77%
Separador siloxanos	1		89,77%
Generación	5		99,67%
Transformación	5	(1 x motor)	78,38%

Tabla 3-8 Grado de aprovechamiento de la maquinaria

Si bien la máquina con mayor grado de aprovechamiento es el separador centrífugo, este tiene un costo de inversión relativamente mucho menor al resto de las maquinarias por lo que no se considera cuello de botella. Lo mismo para el filtro coalescente. El separador de siloxanos le sigue en grado de aprovechamiento real. Esta máquina si representa un valor significativo de inversión, pero relativamente a los motores sigue siendo bajo. Las antorchas al estar dimensionadas para quemar la totalidad del biogás generado más un margen de seguridad. El grado de aprovechamiento de las antorchas si bien es alto, se debe considerar que se calculó en base al máximo de generación. En verdad, estas son utilizadas en menor medida y cambia cada año ya que la generación de biogás va cambiando. Este valor alto de utilización no implica que sea el cuello de botella del proceso.

El verdadero cuello de botella es la generación del biogás, ya que, si no se cuenta con este, no se puede generar energía eléctrica.

3.2. Análisis de las emisiones calculadas en el balance de línea

Calculado el balance de necesidades y de línea se procede, basándose en los parámetros del provistos por el fabricante, a calcular los flujos de emisiones potencialmente contaminantes, particularmente monóxido de carbono (CO) y óxidos de nitrógeno (NO_x), ya que su estudio es requerido por diversas leyes, tanto provinciales como nacionales. Se realiza un cálculo similar para el CO2 total del proyecto y metano, en este caso sumando lo quemado en las antorchas y también los motogeneradores.

En cuanto a generación de CO, dado el estado de carga calculado de cada motor, interpolando en la tabla de especificaciones del fabricante del motor, se tiene una tasa de generación de aproximadamente 4,32 g/bhp-h (bhp es una unidad de potencia utilizada únicamente para el motor, sin considerar el generador eléctrico). Esto se traduce en una concentración de emisión de 944 ppm o 6,03 g/kWh.

Para los NO_x, se realiza el mismo procedimiento. La tasa de generación es aproximadamente 0,59 g/bhp-h. Esto es equivalente a 0,82 g/kWh o una concentración de 129,15 ppm.

Emisiones NOx (ppm)	129,15
Emisiones NOx (g/kWh)	0,82
Emisiones CO (ppm)	944,31
Emisiones CO (g/kWh)	6,03

Tabla 3-9 Resumen emisiones de los motores.

Para las emisiones de CO_2 se calculan las emisiones generadas por el quemado del biogás en las antorchas según la reacción química de combustión del metano. Se calcula, durante la vida útil del proyecto que se queman 198346,8165 toneladas de CO_2.

Como se verá en el marco legal, hay distintas leyes vigentes que regulan las emisiones del proyecto y son las siguientes con sus siguientes valores regulatorios para los gases emitidos por el proyecto:

1. Ley nacional 20.284: Plan de Prevención de Situaciones Críticas de Contaminación Atmosférica. Esta ley aplica a todos aquellos entes generadores de contaminación atmosférica y regula los siguientes valores de contaminantes permitidos:

Contaminante	Niveles admitidos
CO	10 ppm
NOx	0,45 ppm

Tabla 3-10 Resumen emisiones Ley 20,284.

2. Ley provincial 5965: Ley de efluentes gaseosos. Al igual que la ley anterior, esta ley aplica a todos los agentes contaminantes y regula los siguientes valores de contaminantes atmosféricos:

Contaminante	Niveles admitidos
CO	35 ppm
NOx	0,053 ppm

Tabla 3-11 Resumen emisiones Ley 5965

3. Resolución 1049/2012. Esta resolución aplica únicamente a generadores de energía eléctrica y regula, en función del combustible utilizado para generar la energía, los niveles máximos admisibles de emisiones para cada tipo de combustible generado. Sin embargo, esta ley se creó en 2012, cuando en Argentina no se hallaban desarrollados los biocombustibles y no regula las emisiones de generadores.

El combustible más similar al biogás regulado por la ley es el gas natural, por lo que se lleva a cabo el análisis adoptando los valores de este combustible. Así, los valores admitidos de contaminantes son:

Contaminante	Niveles admitidos
CO	9 g/KWh
NOx	7 g/KWh

Tabla 3-12 Resumen emisiones Ley 5965.

Nótese que por ninguna de las leyes se hallan reguladas las emisiones de dióxido de carbono.

Comparando los valores de emisiones calculados en el balance de línea (los cálculos de los valores están en la hoja denominada “2. Generación Eléctrica” del Excel que acompaña la entrega) con los parámetros de las distintas leyes, es posible observar que, para las primeras dos leyes el proyecto es inviable en términos de emisiones ya que la generación exigida no se alcanza ni con solo un motor en funcionamiento; además, los motores seleccionados en la selección de tecnologías son motores de bajas emisiones según reportado por el fabricante.

Por otro, si se observan los valores de emisiones y se los comparan con la resolución 1049/2012, especialmente redactada para generadores de energía eléctrica, los valores de emisiones generadas por el proyecto se hallan por debajo de los niveles de emisiones permitidas.

Evidentemente, existen vacíos legales en los siguientes sentidos: en primer lugar, las leyes no son consistentes unas con otras y ninguna saca de vigencia a las anteriores. Además, los valores de emisiones regulados por las primeras dos leyes son inalcanzables para generadores de energía eléctrica; por ejemplo, la planta Central Buen Ayre posee la misma maquinaria que fue seleccionada para el proyecto para la generación de energía eléctrica, por lo que las emisiones son similares en términos de concentración y la planta se haya operativa, aunque no puedan alcanzarse los niveles exigidos de contaminantes. Por otro lado, la generación de energía eléctrica no se haya regulada para los generadores que operen con biocombustibles, ya que la ley que regula a las emisiones de los generadores de energía eléctrica fue anterior al desarrollo de los biocombustibles y desde entonces no fue modificada.

Para las primeras leyes no existe planta generadora de energía que pueda cumplir con los parámetros exigidos, por lo que se asume que para el proyecto la ley a la que se debe prestar atención es a la dedicada a generadores, en función de los parámetros regulados para el gas natural. Se debe presentar jurisprudencia.

3.3. Análisis de la materia prima

Para el análisis de la materia prima se debe tener en cuenta que, como se verá más adelante en la sección de localización, solo se insumirá materia prima generada en el área de cobertura de CEAMSE, por lo que se estudia la generación de materia prima en la región anteriormente mencionada. Se realizan dos estudios: el primero es un análisis de generación de la materia prima, y el segundo de la composición de la materia prima.

Para analizar los drivers de generación de residuos sólidos urbanos se parte de la hipótesis que la generación de RSUs es proporcional a la población y a la riqueza de la población. A la población será proporcional, ya que, si existe una tasa media de generación de RSUs por habitante, a medida que aumenta la población también aumentarán los residuos urbanos que se generen. Por otro lado, se propone que la generación de residuos es proporcional a la riqueza, que se medirá mediante el PBI per cápita, ya que a mayor riqueza de la población mayor será el consumo y por ende mayores los desechos.

Se realiza la regresión lineal y se obtiene un modelo que se considera válido según distintos criterios (véase el análisis en el anexo) y se lo utiliza para generar proyecciones de materia prima. A partir de las proyecciones calculadas anteriormente, en el apartado de localización, se analizará si la materia prima será suficiente durante la vida útil del proyecto. Además, también serán útiles en la sección de localización ya que serán utilizadas para calcular el acceso a ciertos servicios básicos, como se verá más adelante. En términos de este análisis se concluye entonces que los principales drivers de generación de residuos sólidos urbanos son la riqueza y la población. Se obtienen las siguientes proyecciones de generación de RSUs en el área de cobertura de CEAMSE durante la vida útil del proyecto (los valores se anexan):

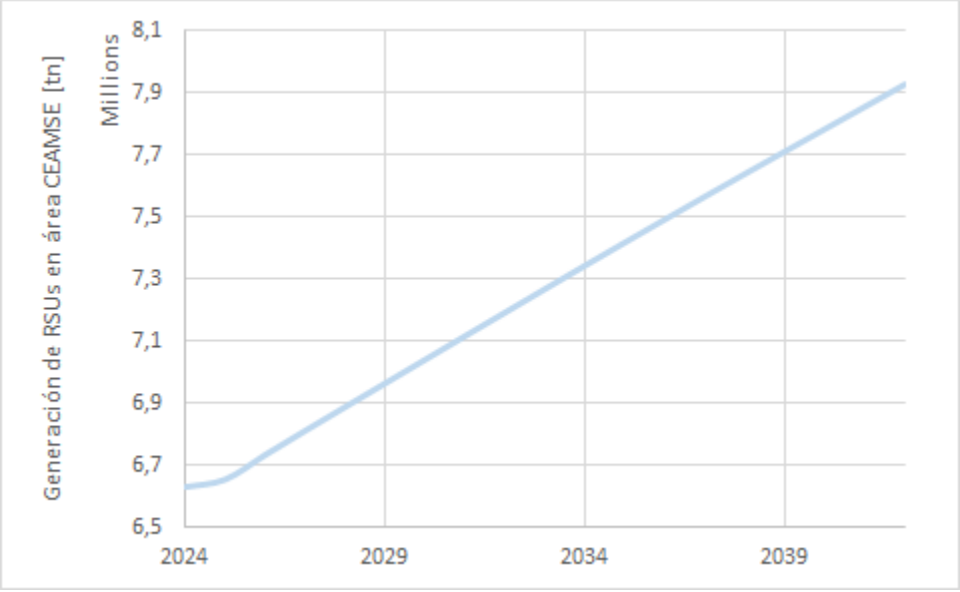


Figura 3-6 Proyecciones de generación de MP.

Durante el balance de línea para el cálculo de la materia prima requerida se ejecutó un modelo de generación de biogás considerando una composición de la materia prima estática, traducida a potencial de generación. En términos generales, la composición de la materia prima se divide en dos subgrupos: residuos inorgánicos y residuos orgánicos, siendo estos últimos los de interés para el proyecto. En los rellenos sanitarios la materia prima se deposita sin analizar su composición previamente ni separar la materia biodegradable de la no degradable únicamente por motivos de costos y simplicidad de operación. Entonces, la materia inorgánica dentro del relleno simplemente ocupa volumen, sin alterar la descomposición de la materia que se degrada.

Dentro de los rellenos sanitarios, en los cuales se depositan únicamente residuos sólidos urbanos, la composición de la materia prima orgánica es aleatoria. El último estudio de la composición de los residuos sólidos urbanos se realizó en 2010 y 2011 de manera conjunta por CEAMSE y FIUBA. En el mismo se detallan los siguientes valores medios de porcentaje volumétrico de los siguientes compuestos principales de los residuos sólidos urbanos en AMBA:

1. Según el estudio la materia orgánica está compuesta por:
    a. Desechos alimenticios, que ocupan un 37,65%.
    b. Residuos de poda y jardín, que ocupan el 12,75%.
    c. Pañales y apósitos, que representan el 4,72%.
2. Mientras que los principales componentes de la materia inorgánica son:
    a. Plásticos, ocupando un 15,22%.
    b. Papel y cartón 13,8%.
    c. Vidrio 2%.
    d. Otros componentes: 13,86%.

Para la totalidad de los residuos se reporta un peso volumétrico medio de 291,92 kg/m3.

De los valores anteriores, en términos absolutos per cápita de residuos, los únicos valores que se asume se pueden ver modificados en el tiempo son los de los componentes de materia inorgánica. Se toma este supuesto, debido a que, como es posible observar en los valores calculados anteriormente, la composición de la materia orgánica promedio depende de tres componentes principales: desechos alimenticios, residuos de poda y jardín, pañales y apósitos, los cuales dependen de hábitos de consumo que sólo se modificarán frente a cambios abruptos como ser que disminuya el acceso a los alimentos y por ello disminuya la tasa de consumo; no se debe dejar de considerar que los alimentos son una necesidad primaria y aún frente a fuertes recesiones económicas estos representan los últimos bienes a los que se recorta el consumo.

De los componentes orgánicos de los RSUs, aquellos que determinan el potencial de generación de biogás durante la vida útil del proyecto viene determinada por los desechos alimenticios, ya que el período de degradación de los residuos de poda y jardín y de pañales y apósitos es muy superior

a la de los alimentos y, nuevamente, asumiendo que no ocurren cambios radicales que produzcan una disminución significativa del consumo de alimento per cápita, la generación de desechos alimenticios crece proporcionalmente con la población, asegurándose este insumo durante el período de relleno del relleno sanitario. Se debe tener en cuenta que los alimentos son una necesidad primaria a los que no se les puede dar utilidad industrial luego del consumo.

Entonces, para analizar el efecto de variaciones en la composición de la materia prima se la analiza según la variación en el porcentaje de materia inorgánica, atada principalmente al avance del reciclaje. Para estimar los valores actuales de la composición de los RSUs se deben tener en cuenta dos fenómenos: el primero es el aumento del consumo de plástico per cápita, el cual aumenta el porcentaje de la materia inorgánica, y el segundo es el desarrollo de la industria del reciclaje y de la valoración de los desechos reciclables, el cual disminuye el porcentaje de la materia inorgánica. Como no se han registrado datos del avance de estos fenómenos, se asume que la composición de los residuos es la reportada en el informe Estudio de Calidad de los Residuos Sólidos Urbanos de Área Metropolitana de Buenos Aires, realizado en 2011.

Habiendo dicho lo anterior, para realizar el análisis de la composición de los residuos, se parte de realizar un análisis de benchmarking respecto al tratamiento de los residuos sólidos urbanos, en base al cual se realizan escenarios de composición de calidad de los RSU y se evalúa el impacto de cada uno de los resultados.

A nivel mundial, la región líder en términos de tratamiento de los residuos generados es la Unión Europea, según los datos más recientes publicados por la agencia European Environmental Agency, en los países pertenecientes al grupo económico EU-28, en 2020 se prevé reciclar el 50% de los residuos generados por el *packaging* de productos de consumo. En Argentina el Packaging se compone principalmente de plástico y vidrio, por ello, en base a los valores de la unión europea, se plantea un objetivo optimista en función del cual a 2040 se reciclan el 50% de los plásticos y vidrios. Por su parte, el dato más reciente de reciclaje de plásticos en Argentina estima que hacia 2018 sólo se reciclaban un 24% de los plásticos y el 3% de los vidrios, se toma el supuesto que estas son las fracciones actuales de plásticos y vidrios reciclados. Por otro lado, para el análisis del consumo residencial de papel se plantea un único escenario conservador, en el cual el consumo de papel decae un 1% interanual debido a que su consumo se haya en descenso debido al aumento de la informática, pero no se conocen datos sobre la evolución del consumo. Se obtienen los siguientes escenarios de reciclaje y consumo (los valores se anexan):

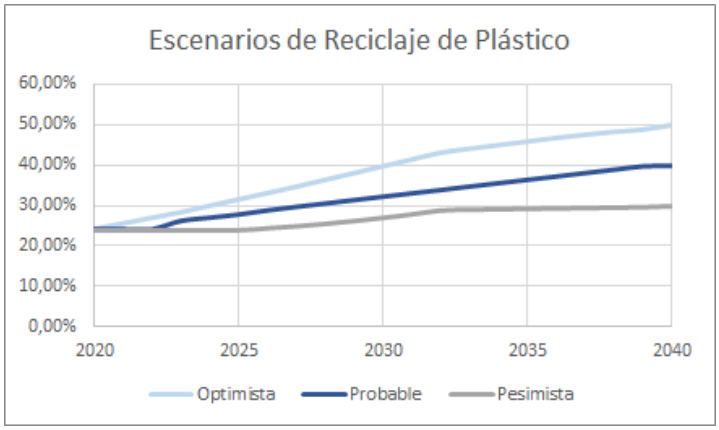


Figura 3-7Escenarios de Reciclaje de Plástico.

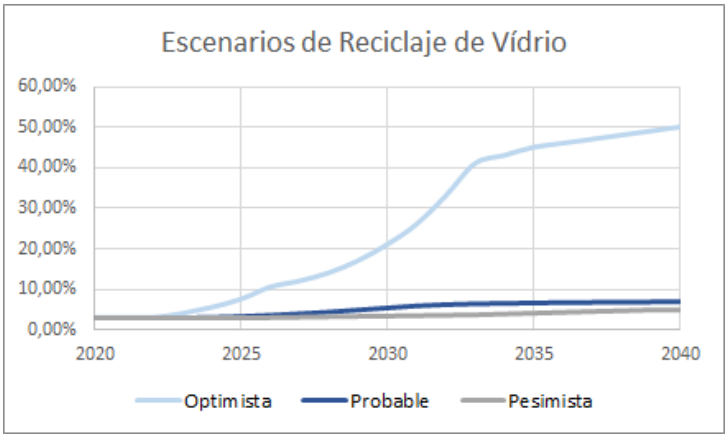


Figura 3-8 Escenarios de Reciclaje de Vidrio.

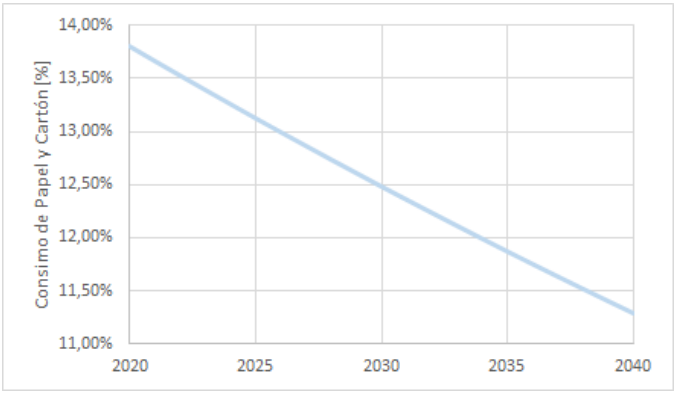


Figura 3-9 Proyecciones de consumo de Papel y Cartón.

Habiendo realizado los escenarios reciclaje y de consumo, se afecta al volumen de la materia prima requerida para estudiar el impacto en el proyecto. Se evalúan, entonces, 3 situaciones distintas: una donde se dan todos los escenarios optimistas, otra donde se dan todos los escenarios probables y otra en donde se dan los escenarios pesimistas. Para cada uno de los escenarios el volumen de la materia prima varía según los valores que se anexan y los valores de requerimientos de hectáreas y pozos de extracción para cada escenario son:

	Escenario optimista	Escenario probable	Escenario pesimista
Hectáreas [ha]	65,38	72,13	59,11
Pozos de extracción, radio de cobertura 35 m	309	340	279
Pozos de extracción, radio de cobertura 25 m	604	667	547
Pozos de extracción, radio de cobertura 30 m	420	463	380

Tabla 3-13 Dimensionamiento de necesidades según escenarios.

Nótese que en todos los casos la demanda de terrenos y de pozos de extracción disminuye, pero que la disminución no es significativa. Sin embargo, en este sentido, la mutación de la composición de la materia prima no resulta una amenaza para el proyecto, sino que es un riesgo positivo que afecta a uno de los principales drivers de costos del proyecto, que es la compra de los terrenos.

3.4. Operación

Se presentan a continuación las principales tareas esenciales para la operación de la planta.

1. Monitoreo de sondas perimetrales: Se debe medir principalmente la presencia de metano, ya que es un indicador directo de fugas dentro del pozo. La presencia de monóxido de carbono puede ser un indicador de un incendio bajo la superficie del relleno. Se recomienda una frecuencia de monitoreo de al menos una vez por semana. (Landfill Gas Operation & Maintenance Manual, Solid Waste Association of North America, 1997).
2. Monitoreo de bomba de condensado y lixiviados. El monitoreo de esta máquina es esencial para evitar que se tape por acumulación de sedimentos.
3. Operación en campo. Se monitorea cada cabezal de extracción, en términos de composición del biogás y caudal. También sirve para detectar posibles fallas como

taponamiento de las tuberías y fugas de biogás. Por último, se aprovecha para calibrar la instrumentación presente en el campo. Se recomienda al menos dos veces por semana este tipo de trabajo. En caso de que la concentración de biogás sea muy elevada puede requerirse un chequeo diario.

En base a estas mediciones, se regula la presión y caudal de cada cabeza que reúne un grupo de pozos. De esta manera se balancea la extracción de biogás para cumplir con los requerimientos de la planta en términos de composición y caudal de manera óptima.

4. Operación de la planta: Se debe verificar al inicio de cada turno observaciones generales de la planta, buscando posibles fallas observables. Luego se recomiendan una serie de tareas rutinarias que se enumeran a continuación que varían en frecuencia.
    - Control de temperatura de antorchas, pues no debe excederse de un máximo.
    - Caudal de la planta verificando que sea acorde al necesario para operar de manera correcta.
    - Controlar presiones en los compresores.

3.5.Mantenimiento

Se establece como primicia del plan de mantenimiento que este sea proactivo. Es decir, basado en tiempos de servicios recomendados por el fabricante y señales dentro del recinto. Se reserva el mantenimiento reactivo para aspectos de la operación que no sean considerados críticos, sin embargo, como estos mantenimientos pueden surgir en momentos poco convenientes, por lo que se evitará en lo posible este tipo de mantenimiento.

Las actividades de mantenimiento se separarán en 4 categorías:

1. Predictivo: en esta categoría se incluyen actividades que puedan representar riesgos significativos para el funcionamiento y seguridad de la planta.
2. Rutinario: son aquellas tareas que se realizan según una frecuencia predeterminada y monitorean aquellas partes del proceso que son rutinarias y esenciales para un funcionamiento de la planta sin problemas. Se debe hacer una hoja diaria con todas las tareas que correspondan.
3. Programado: se realiza según un cronograma, pero no es rutinario, por ejemplo, se hace mensual o bimensualmente, incluso anualmente. Esto puede corresponder a algunas máquinas que no requieren tanto mantenimiento. También se debe registrar. Estas tareas de mantenimiento suelen afectar de manera significativa la operación usual de la planta durante su realización, pudiendo incluso necesitar frenar temporalmente.

4. No programado y reparaciones: se prefiere no asignar ninguna tarea de mantenimiento en esta categoría desde el inicio, pero pueden ocurrir averías o daños inesperados en las maquinarias las cuales pueden frenar la planta.

Mantenimiento requerido para distintos tipos de maquinaria

A continuación, se detalla el mantenimiento requerido para las distintas maquinarias para las cuales el mantenimiento es crítico:

1. Cámara de condensado: Este equipo es un equipo que requiere de mucho mantenimiento ya que los líquidos lixiviados, en función de su composición, pueden ser corrosivos. Además, al ser la primera etapa de tratamiento del gas, este puede venir con diversos solidos que pueden acumularse y obstruir el drenaje. Deberá revisarse periódicamente el efecto de la corrosión en los equipos, especialmente en las válvulas de retención. Se recomienda una inspección mensual de las válvulas y componentes exteriores mientras que una revisión bimensual o trimestral para el interior del equipo.

   Se debe cambiar de manera mensual o bimensual el material filtrante.

2. Compresores utilizados para la succión e impulsión: A los compresores que se utilizan para presurizar el gas proveniente de rellenos sanitarios es necesario realizarles inspecciones internas periódicas para evitar el desgaste y daños inesperados. La compresión es, después de los motores, la maquina más importante ya que permite que la planta opere, por lo que una parada de estos afecta a toda la planta.

   Además, será necesario realizar mantenimiento a las válvulas y sellos. Se sugiere un monitoreo continuo de la presión y el caudal en esta maquinaria, ya que un desvío de la operación normal puede sugerir daños o averías.

   Otros chequeos que se deben realizar son por ejemplo el funcionamiento del sistema de apagado automático frente a anormalidades como atascos o sobrecalentamiento para evitar que se dañe de manera irreparable la máquina. Este chequeo se puede realizar durante las paradas programadas para evitar una reducción del factor de planta. Según Kashian, fabricante de compresores, se recomienda al menos 8000 horas de funcionamiento, cambiar el lubricante de los compresores, extender este periodo puede ocasionar un sobre desgaste de la máquina, incurriendo en sobrecostos de reparación. Se recomienda hacer cada 5 o 6 años un reacondicionamiento.

3. Intercambiadores de calor: Se debe realizar mantenimiento en los ductos del intercambiador para asegurar que no se obstaculice el paso de los fluidos y no se generan desbalances en la maquinaria.

   Como tareas rutinarias de inspección se sugiere principalmente el chequeo de pérdidas. Semestralmente se sugiere realizar una limpieza total, para evitar atascamiento de la maquina por acumulación de residuos.

4. Motogeneradores: el fabricante de los motores recomienda hacer un servicio cada 250, 500, 1000 y 2000 horas de manera preventiva. La empresa provee los kits para realizarlo. En estos mantenimientos se realiza un chequeo de aceite, filtros de aire, etc.

   Durante la operación diaria, una inspección visual del nivel de aceite, posibles pérdidas, temperatura de operación y focos de corrosión.

   De manera semestral se sugiere comprobar que el sistema de prendido automático funcione adecuadamente. Se recomienda cada 5 años hacer un reacondicionamiento más en profundidad, para mantener el rendimiento de la máquina en rangos adecuados.

   Se define una inspección interna de los motores cada 18 meses.

5. Filtros: Para el filtro de siloxanos cada 5 años, el proveedor recomienda cambiar el material filtrante. No se requiere una parada ya que permite trabajar con una sección apagada mientras la otra se mantiene. Más regularmente no se requiere un mantenimiento significativo ya que este se auto regenera de manera automática. Lo único que se define es inspecciones visuales cuando se realice la inspección rutinaria de toda la planta.

   Para el filtro coalescente se recomienda cambiar el material filtrante cada 2 años.

6. Transformadores: al ser de llenado requiere un mantenimiento mínimo, una inspección visual de manera bimestral se considera aceptable.

3.6.Puesta en marcha

Para el análisis de puesta en marcha se analiza el cronograma de inversiones para poner en funcionamiento la usina de biogás y los rellenos sanitarios, así también como las inversiones necesarias durante la vida útil del proyecto si se necesitase renovar algún equipo o generar un desembolso extraordinario.

Según las conclusiones del análisis de mercado la licitación se lleva a cabo en 2023 y la habilitación comercial de la planta en 2027. Según los cálculos llevados a cabo en el balance de

línea, será necesario comenzar a depositar materia prima en 2024, y en 2025 se comenzará a generar metano. Considerando lo previamente mencionado y según exigido desde la adhesión de Argentina al protocolo de Kyoto, no se podrá liberar metano a la atmósfera, por lo que el biogás que se genere entre 2025 y 2027 que se comience a tratar el biogás en la usina será necesario quemarlo en la antorcha. Así, para 2025 ya deberán haberse instalado las siguientes maquinarias con capacidad para procesar el biogás que se genere durante esos años: rellenos sanitarios con capacidad suficiente para disponer la materia prima necesaria a medida que se requiere, compactadores de RSUs, sistemas de captación de biogás para los rellenos sanitarios en uso hasta entonces, sistema de desnebulizador, y antorchas para quemar el biogás necesario.

Para realizar el cronograma de implementación se dividen las instalaciones en dos categorías distintas: la primera es la maquinaria necesaria para el funcionamiento de la usina (intercambiador de calor, separador centrífugo, filtro coalescente, filtro de lixiviados, moto generadores y transformadores) y aquella necesaria para alimentar a la planta (rellenos sanitarios, pozos de extracción, sopladores, cámaras de condensados y antorcha). La maquinaria se coloca a medida que es requerida, por lo que la maquinaria necesaria para el funcionamiento de la usina se instala en su totalidad durante 2026 para que esté lista para 2027 y la maquinaria que alimenta la planta se instala en función de los requerimientos anuales, que serán función del biogás captado cada año y de la capacidad de la maquinaria. Así, se obtienen los siguientes requerimientos para cada año:

Rellenos sanitarios necesarios para comienzos de 2024			**Observaciones**
Toneladas depositadas en 2024	2.500.000	toneladas de RSUs	
Hectáreas nuevas relleno sanitario requeridas	16,12	hectáreas	Se construye el relleno a medida que es necesario
Compactadores de RSU	2		2024 es cuando mayor es el flujo de basura entrante, por lo que los dos tractores se compran al inicio del proyecto
Instalaciones necesarias para comienzos de 2025			**Observaciones**
Toneladas depositadas en 2025	2.250.000	toneladas de RSUs	
Hectáreas nuevas relleno sanitario requeridas	14,51	hectáreas	Se construye el relleno a medida que es necesario
Flujo de gas durante 2025 (captado)	14,3	Millón Nm3 anuales	
Flujo de gas durante 2025 (captado)	1635,55	Nm3/h	

Pozos de extracción nuevos caso 35 m	77	Pozos	Se construyen a medida que se construye el relleno
Pozos de extracción nuevos caso 30 m	104	Pozos	Se construyen a medida que se construye el relleno
Pozos de extracción nuevos caso 25 m	149	Pozos	Se construyen a medida que se construye el relleno
Cantidad de sopladores	1	Soplador	Nótese que se instalan a medida que son necesarios, no todos al principio
Cantidad de cámaras de condensado	1	Cámara de condensado	Nótese que se instalan a medida que son necesarios, no todos al principio
Cantidad de antorchas	1	Antorchas	Nótese que se instalan a medida que son necesarios, no todos al principio
Instalaciones necesarias para comienzo de 2026			**Observaciones**
Toneladas depositadas en 2026	2.000.000	toneladas de RSUs	
Hectáreas nuevas relleno sanitario requeridas	12,90	hectáreas	Se construye el relleno a medida que es necesario
Flujo de gas durante 2026 (captado)	26,7	Millón Nm3 anuales	
Flujo de gas durante 2026 (captado)	3043,75	Nm3/h	
Pozos de extracción nuevos caso 35 m	53	Pozos	Se construyen a medida que se construye el relleno
Pozos de extracción nuevos caso 30 m	72	Pozos	Se construyen a medida que se construye el relleno
Pozos de extracción nuevos caso 25 m	105	Pozos	Se construyen a medida que se construye el relleno
Cantidad de sopladores	1	Soplador	Nótese que se instalan a medida que son necesarios, no todos al principio
Cantidad de cámaras de condensado	1	Cámara de condensado	Nótese que se instalan a medida que son necesarios, no todos al principio
Cantidad de antorchas	2	Antorchas	Nótese que se instalan a medida que son necesarios, no todos al principio
Instalaciones necesarias para comienzo de 2027			**Observaciones**
Toneladas depositadas en 2027	2.000.000	toneladas de RSUs	

Hectáreas nuevas relleno sanitario requeridas	12,90	hectáreas	Se construye el relleno a medida que es necesario
Flujo de gas durante 2027 (captado)	37,1	Millón Nm3 anuales	
Flujo de gas durante 2027 (captado)	4233,77	Nm3/h	
Pozos de extracción nuevos caso 35 m	61	Pozos	Se construyen a medida que se construye el relleno
Pozos de extracción nuevos caso 30 m	83	Pozos	Se construyen a medida que se construye el relleno
Pozos de extracción nuevos caso 25 m	119	Pozos	Se construyen a medida que se construye el relleno
Cantidad de sopladores	1	Soplador	Nótese que se instalan a medida que son necesarios, no todos al principio
Cantidad de cámaras de condensado	1	Cámara de condensado	Nótese que se instalan a medida que son necesarios, no todos al principio
Cantidad de antorchas	3	Antorchas	Nótese que se instalan a medida que son necesarios, no todos al principio
Intercambiadores de calor	1	Intercambiador de calor	Ya se instalan la totalidad
Separador centrífugo	1	Separador	Ya se instalan la totalidad
Filtro coalescente	1	Filtro	Ya se instalan la totalidad
Filtro de siloxanos	1	Filtro	Ya se instalan la totalidad
Motogeneradores	6	Motogeneradores	Ya se instalan la totalidad
Transformadores	6	Transformadores	Ya se instalan la totalidad
Instalaciones necesarias para comienzo de 2028			**Observaciones**
Toneladas depositadas en 2028	1.500.000	toneladas de RSUs	
Hectáreas nuevas de relleno sanitario requeridas	9,65	hectáreas	Se construye el relleno a medida que es necesario
Flujo de gas durante 2028 (captado)	47,1	Millón Nm3 anuales	
Flujo de gas durante 2028 (captado)	5376,32	Nm3/h	
Pozos nuevos de extracción caso 35 m	45	Pozos	Se construyen a medida que se construye el relleno

Pozos nuevos de extracción caso 30 m	62	Pozos	Se construyen a medida que se construye el relleno
Pozos nuevos de extracción caso 25 m	89	Pozos	Se construyen a medida que se construye el relleno
Cantidad de sopladores	2	Soplador	Se termina de instalar la totalidad de los requeridos
Cantidad de cámaras de condensado	1	Cámara de condensado	
Cantidad de antorchas	4	Antorchas	Se termina de instalar la totalidad de los requeridos
Instalaciones necesarias para comienzo de 2029			**Observaciones**
Toneladas depositadas en 2029	1.000.000	toneladas de RSUs	
Hectáreas nuevas de relleno sanitario requeridas	6,45	hectáreas	Se construye el relleno a medida que es necesario
Flujo de gas durante 2029 (captado)	53,9	Millón Nm3 anuales	
Flujo de gas durante 2029 (captado)	6146,62	Nm3/h	
Pozos nuevos de extracción caso 35 m	31	Pozos	Se construyen a medida que se construye el relleno
Pozos nuevos de extracción caso 30 m	42	Pozos	Se construyen a medida que se construye el relleno
Pozos nuevos de extracción caso 25 m	60	Pozos	Se construyen a medida que se construye el relleno
Cantidad de cámaras de condensado	2	Cámara de condensado	Se termina de instalar la totalidad de los requeridos
Instalaciones necesarias para comienzo de 2030			**Observaciones**
Toneladas depositadas en 2030	400.000	toneladas de RSUs	
Hectáreas nuevas de relleno sanitario requeridas	2,58	hectáreas	Se construye el relleno a medida que es necesario
Flujo de gas durante 2030 (captado)	57,5	Millón Nm3 anuales	
Flujo de gas durante 2030 (captado)	6560,51	Nm3/h	
Pozos nuevos de extracción caso 35 m	88	Pozos	Se construyen a medida que se construye el relleno

Pozos nuevos de extracción caso 30 m	120	Pozos	Se construyen a medida que se construye el relleno
Pozos nuevos de extracción caso 25 m	173	Pozos	Se construyen a medida que se construye el relleno

Tabla 3-14 Necesidades para cada año.

En función de las necesidades calculadas para cada año, se diseña el siguiente cronograma de inversiones:

A comprar a fines de 2023			**Observaciones**
Compactadores de RSU	2	Compactadores	Para que estén listos en 2024
Terrenos	75,16	hectáreas	Se compra todo junto para asegurar los terrenos
A construir durante 2023			**Observaciones**
Rellenos sanitarios	16,12	hectáreas	Para que estén listos en 2024
Obra civil			
A construir durante 2024			**Observaciones**
Rellenos sanitarios	14,51	hectáreas	Para que estén listos en 2025
Pozos a instalar caso 35 m	77	Pozos	Para que estén listos en 2025
Pozos a instalar caso 30 m	104	Pozos	Para que estén listos en 2025
Pozos a instalar casos 25 m	149	Pozos	Para que estén listos en 2025
Obra civil			
A instalar durante 2024			**Observaciones**
Sistema de succión	1	Soplador	Para que estén listos en 2025
Separación de lixiviados	1	Cámara de condensado	Para que estén listos en 2025
Antorchas	1	Antorchas	Para que estén listos en 2025
A construir durante 2025			**Observaciones**
Rellenos sanitarios	12,90	hectáreas	Para que estén listos para 2026

Pozos a instalar caso 35 m	53	Pozos	Para que estén listos para 2026
Pozos a instalar caso 30 m	72	Pozos	Para que estén listos para 2026
Pozos a instalar casos 25 m	105	Pozos	Para que estén listos para 2026
. + Obra civil			
A instalar durante 2025			**Observaciones**
Quemado de biogás	1	Antorchas	Para que estén listos para 2026
A construir durante 2026			**Observaciones**
Rellenos sanitarios	12,90	hectáreas	Para que estén listos para 2027
Pozos a instalar caso 35 m	61	Pozos	Para que estén listos para 2027
Pozos a instalar caso 30 m	83	Pozos	Para que estén listos para 2027
Pozos a instalar casos 25 m	119	Pozos	Para que estén listos para 2027
. + Obra civil			
A instalar durante 2026			**Observaciones**
Quemado de biogás	1	Antorchas	Para que estén listos para 2027
Enfriado	1	Intercambiadores de calor	Para que estén listos para 2027
Separación centrífuga	1	Separador centrífugo	Para que estén listos para 2027
Filtrado de particulado fino	1	Filtro coalescente	Para que estén listos para 2027
Filtrado de siloxanos	1	Filtro de siloxanos	Para que estén listos para 2027
Generación de energía	6	Motogeneradores	Para que estén listos para 2027
Elevación de tensión	6	Transformadores	Para que estén listos para 2027
A construir durante 2027			**Observaciones**
Rellenos sanitarios	9,67	hectáreas	Para que estén listos para 2028
Pozos a instalar caso 35 m	45	Pozos	Para que estén listos para 2028
Pozos a instalar caso 30 m	62	Pozos	Para que estén listos para 2028
Pozos a instalar casos 25 m	89	Pozos	Para que estén listos para 2028

A instalar durante 2027			**Observaciones**
Sistema de succión	1	Soplador	Para que estén listos para 2028
Quemado de biogás	1	Antorchas	Para que estén listos para 2028
A construir durante 2028			**Observaciones**
Rellenos sanitarios	6,45	hectáreas	Para que estén listos para 2029
Pozos a instalar caso 35 m	31	Pozos	Para que estén listos para 2029
Pozos a instalar caso 30 m	42	Pozos	Para que estén listos para 2029
Pozos a instalar casos 25 m	60	Pozos	Para que estén listos para 2029
A instalar durante 2028			**Observaciones**
Separación de lixiviados	1	Cámara de condensado	Para que estén listos para 2029
A construir durante 2029			**Observaciones**
Rellenos sanitarios	2,58	hectáreas	Para que estén listos para 2030
Pozos a instalar caso 35 m	88	Pozos	Para que estén listos para 2030
Pozos a instalar caso 30 m	120	Pozos	Para que estén listos para 2030
Pozos a instalar casos 25 m	173	Pozos	Para que estén listos para 2030

Tabla 3-15 Inversiones a realizar cada año.

Se resume la tabla anterior de inversiones a realizar por año en el siguiente diagrama de Gantt:

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Compra de compactadores							
Compra de terrenos							
Construcción rellenos sanitarios necesarios para 2024							
Obra civil							
Construcción de los rellenos sanitarios necesarios para 2025							
Instalación de los pozos de extracción necesarios para 2025							
Instalación del primer soplador							
Instalación primera cámara de condensado							
Instalación primera antorcha							
Construcción de los rellenos sanitarios necesarios para 2026							
Instalación de los pozos de extracción necesarios para 2026							
Instalación de la segunda antorcha							
Construcción de los rellenos sanitarios necesarios para 2027							
Instalación de los pozos de extracción necesarios para 2027							
Instalación de la tercera antorcha							
Instalación del intercambiador de calor							
Instalación del separador centrífugo y coalescente							
Instalación del filtro de siloxanos							
Instalador de motogeneradores							
Instalación de transformadores							
Construcción de los rellenos sanitarios necesarios para 2028							
Instalación de los pozos de extracción necesarios para 2028							
Instalación del último soplador							
Instalación de la última antorcha							
Construcción de los rellenos sanitarios necesarios para 2029							
Instalación de los pozos de extracción necesarios para 2029							
Instalación de la última cámara de condensado							
Construcción de los rellenos sanitarios necesarios para el 2030							

Instalación de pozos de extracción necesarios para el 2030							

Tabla 3-16 Cronograma de puesta en marcha.

3.7. Análisis de renovación de equipos

Previo al análisis de la renovación de equipos, resulta necesario evaluar la extensión de la vida útil de la planta generadora por 5 años más (aprovechando la duración máxima de los contratos RenovAr de 20 años), por medio de un overhauling a los motores, o renovación para extender la vida útil. Con dicho análisis quedará determinada la vida útil del proyecto.

De manera de cuantificar la conveniencia económica de la inversión, se proyectan la curva producción de biogás del relleno y la curva de captación de biogás entre 2043 y 2047, la generación de energía eléctrica a partir de ello y los potenciales ingresos y costos incrementales que se obtendrían. Se debe tener en cuenta que a los 15 años de vida útil de los rellenos sanitarios estos ya han alcanzado su pico de generación de metano y que el metano generado por los rellenos disminuirá progresivamente. Para evaluar la posible extensión de la vida útil del proyecto, hay ciertos factores que se deben tener en cuenta.

En primer lugar, deberá considerarse que con 5 motores la potencia a la salida de la planta, que será igual a la potencia licitada, de 9,77 MW, por lo que cada motor entregará una potencia de 1,94 MW efectivos. Según lo determinado en los contratos con CAMMESA, se deberá cumplir con un mínimo de contrato equivalente al 60% de la potencia instalada, y, en caso de no cumplirse con dicho mínimo se deberá pagar una multa de 160 US$ por cada MWh no entregado. Así, se estima que la potencia mínima efectiva que se deberá entregar entre 2043 y 2047 si se extendiese la vida útil del proyecto es el 60% de 9,77 MW, es decir, de 5,82 MW. Teniendo en cuenta que cada motor entregará una potencia efectiva (a la salida de la planta, luego de que se transformase la energía) de 1,94 MW, según la cantidad de motores a extender su vida útil obtienen los siguientes valores de potencia de la planta entre 2043 y 2047:

Cantidad de motores	Potencia a la salida de la planta [MW]
3	4,95
4	6,60
5	9,77

Tabla 3-17: Potencia a entregar en función de la cantidad de motores.

De la tabla anterior es posible observar que solo con 4 y 5 motores es posible cumplir con el mínimo de contrato, por lo que se hará el análisis económico de la posible extensión de la vida útil de 4 y 5 motores.

Para ello, en primer lugar, se obtiene el biogás captado proyectado para esos años según el modelo de desgasificación utilizado (LandGEM). Al biogás captado se lo afecta por la eficiencia de captación media estimada para el proyecto, del 73%. Así, el biogás disponible para la generación de energía eléctrica será el 73% del biogás generado en el relleno sanitario. Teniendo en cuenta el poder calorífico del biogás (19,65 MJ/Nm3) y el rendimiento de los motores y de los transformadores (40,10% y 99% respectivamente) se obtienen las siguientes curvas de potencia a la salida de la planta:

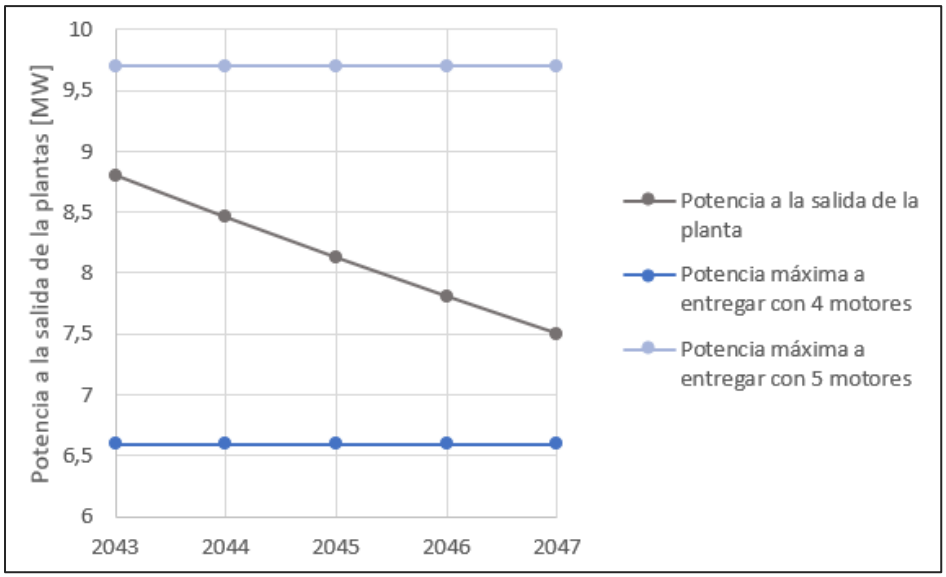


Figura 3.7.1. Potencia a la salida de la planta 2043-2047.

A partir de la curva de potencia a la salida de planta (curva gris del gráfico, representa la potencia que se entregará en caso de reacondicionarse los 5 motores), se afecta a por el factor de planta del 85% y por las equivalencias correspondientes se obtiene la energía entregada real anual a la salida de la planta, medida en MWh. Conociendo la energía máxima que se podrá entregar, se debe calcular la ganancia que se generará cada año por proveer de dicha energía a CAMMESA.

Se obtienen los precios y costos promedio ponderados de la energía (LCOE) proyectados para esos años en el capítulo de análisis de mercado. Para los precios, se decidió tomar las proyecciones propias de los contratos RenovAr tipo 1 y 2, que eran los más elevados, ya que, de no ser conveniente con ellos, tampoco sería conveniente con los proyectados de RenovAr 3 (precios más bajos). Para el LCOE, se toma el valor medio para proyectos de biogás de relleno sanitario en la región de Latinoamérica, de 81,7 US$/MWh hasta 2019, ajustado por inflación en dólares a esos años. Multiplicando al margen resultante por la energía generada de cada año, se obtienen los flujos esperados de utilidad operativa.

El valor de la inversión es igual al desembolso para el overhauling, que se estima según contacto con la empresa Caterpillar en un 50% del valor de un equipo nuevo, más el filtro de siloxanos, que cumple su vida útil en 2042 y debe ser renovado. Como simplificación, se utilizan los precios obtenidos actuales y se los ajusta por inflación para los años requeridos para convertir el valor actual cotizado por Caterpillar y por el proveedor de filtros a valor futuro. Con la inversión requerida y la ganancia anual percibida se construye el flujo de fondos.

Se utiliza la misma tasa de descuento de referencia utilizada anteriormente en proyecto similar existente del CEAMSE, igual al 19%, y se calcula el VAN de dos alternativas: seguir operando con 5 o con 4 motores. En caso de reacondicionarse 5 motores, la energía entregada será la calculada a partir de la potencia de salida en caso de que se aprovechase todo el biogás captado, y en caso de reacondicionarse 4 motores, la energía entregada será calculada a partir de la potencia máxima a entregar con 4 motores (en ambos casos contemplándose el 85% de factor de planta). Se obtienen los siguientes flujos de fondos y valores actuales netos de extender la vida del proyecto de 15 a 20 años:

5 motores						
Año	**2042**	**2043**	**2044**	**2045**	**2046**	**2047**
Utilidad [US$]		2.376.520	1.222.669	1.171.437	1.120.965	69.156
Inversión [US$]	-7.276.633					
VAN [US$]	-3.133.031					
4 motores						
Año	**2042**	**2043**	**2044**	**2045**	**2046**	**2047**
Utilidad [US$]		1.780.822	953.586	950.915	947.079	60.813
Inversión [US$]	-6.058.159					
VAN [US$]	-2.826.231					

Tabla 3-18 Evaluación (incremental) de la extensión de la vida del proyecto por 5 años.

Como se observa en la tabla arriba, la extensión no resulta conveniente y se mantienen los 15 años de vida útil originales.

Habiendo definido la vida útil del proyecto, de 15 años, para llevar a cabo el análisis de la renovación de equipos se toma la vida útil de cada una de las maquinarias seleccionados provista por los proveedores. Teniendo en cuenta la vida útil de los equipos y la duración del proyecto de 15 años, que ya fue justificada en la generación de biogás, se evalúa cuáles equipos se deben renovar y cuando. La duración de los equipos es la siguiente:

Maquinaria	Vida Útil técnica estimada
Motogeneradores	15 años con reacondicionamiento cada 5 años

Transformadores	25 años
Filtro Coalescente	10 años
Filtro Siloxanos	15 años
Separador Centrífugo	20 años
Intercambiador de calor	30 años
Antorchas	20 años
Compresores	20 años con reacondicionamiento cada 5
Demister/Cámara de condensado	15 años
Tractor compactador de residuos	10 años

Tabla 3-19 Vida útil estimada de los principales equipos de la planta.

Para el análisis de la renovación de equipos nuevamente se va a dividir la maquinaria en dos grandes grupos: el primero es la maquinaria necesaria para el funcionamiento de la usina (intercambiador de calor, separador centrífugo, filtro coalescente, motogeneradores y transformadores) y aquella necesaria para alimentar a la planta (rellenos sanitarios, pozos de extracción, sopladores, filtro de lixiviados, cámaras de condensados y antorcha).

De la maquinaria que alimenta la planta toda se pone en funcionamiento en 2027 y debe durar durante los 15 años que se la usina se halle operativa. Toda la maquinaria correspondiente a esta categoría tiene una vida útil mayor o igual a la duración del proyecto, por lo que no será necesario renovar equipos.

Respecto a la vida útil de la maquinaria necesaria para alimentar la planta se estudia cada una por separado:

1. Compactadores de rellenos sanitarios: Se comienzan a utilizar los dos a comienzos de 2024 y serán necesarios hasta 2030, es decir, durante 7 años deben funcionar. Su vida útil es de 10 años por lo que no será necesario renovar estos equipos.
2. Cámaras de condensado: Para el proyecto son necesarias dos cámaras de condensado que entran en operación la primera en 2025 y la segunda en 2029. La vida útil de esta maquinaria es de 15 años, y la vida útil del proyecto es hasta 2042. Así, la primera cámara deberá renovarse y la renovación debe entrar en funcionamiento en 2039.
3. Compresores: Se instalan dos sopladores para el proyecto, los cuales según cronograma entran en funcionamiento en 2025 y 2028 y que deberán operar hasta 2042. La vida útil de

esta maquinaria es de 20 años por lo que el primer compresor sale de funcionamiento en 2034 (este año ya no opera) y el segundo luego de finalizada la vida útil del proyecto. Así, el primer compresor deberá renovarse y la renovación debe entrar en funcionamiento en 2034.

4. Antorchas: Para el proyecto serán necesarias 4 antorchas, a entrar en funcionamiento la primera en 2025, la segunda en 2026, la tercera en 2027 y la cuarta en 2028. La vida útil de esta maquinaria es de 20 años y deberán operar hasta 2042 inclusive. Para las cuatro antorchas instaladas la vida útil excede el cierre del proyecto, por lo que no será necesario renovar estos equipos.

Finalmente, el cronograma de renovación de equipos es el siguiente considerando que los equipos se instalan el año anterior a ser necesarios:

	2033	**2034**	**2035**	**2036**	**2037**	**2038**	**2039**
Renovación compresores							
Entra en funcionamiento el compresor que renueva al anterior		◆					
Renovación cámara de condensado							
Entra en funcionamiento cámara de condensado que renueva a la anterior							◆

Tabla 3-20. Cronograma de renovación

3.8. Curvas de costos del proyecto

Habiendo realizado el cronograma de inversiones anterior y el análisis de la renovación de equipos se procede a estimar las curvas de costos del proyecto. Para ello se divide el análisis en dos curvas distintas, sean estas el CAPEX y OPEX.

Para construir las curvas de CAPEX se consideran los siguientes costos:

1. Investigación, que es el costo de los estudios hidrológicos y geográficos necesarios para asegurar las condiciones adecuadas de la zona. El costo de cálculo para un estudio de 3 sondeos como indica la resolución 1049/12 usando el calculador de costos de CYPE Ingenieros S.A.

2. Diseño y habilitaciones. El cálculo se estimó en base al estudio realizado en Buenos Aires en 2018 denominado Estandarización de Costos para Proyectos de Captura de Metano en Rellenos Sanitarios.
3. Compras, que incluye los costos de la maquinaria y de los terrenos. Los costos de la maquinaria son los expresados en la sección de selección de tecnología y proveedores. Además, incluye la compra de los terrenos, cuyo valor se estimó en 50 US$/m2 en base a el valor de terrenos que se vendieron anteriormente.
4. Obra civil. La obra civil contempla los costos de ampliación de los rellenos sanitarios y de la instalación de los pozos de extracción necesarios. Estos valores fueron estimados en base a datos provistos por CEAMSE, según su planta Norte III A.
5. Costos de desmantelamiento, estimados con las cotizaciones realizadas a CEAMSE por la planta Norte III A.

Para construir el OPEX se contemplan los siguientes conceptos, cuyo valor nuevamente fue estimado en base a los valores cotizados a CEAMSE por la central Norte III A:

1. Operación y mantenimiento del sistema de desgasificación.
2. Mantenimiento del sistema de colección.
3. Operación y mantenimiento de los motogeneradores (cotización de Caterpillar).
4. Mantenimiento y seguridad.
5. Consumo de electricidad. Como se verá en la sección de suministro en el capítulo de Layout, es más conveniente consumir energía provista por distribuidores que consumir la que se genera en la planta, ya que esta última es de mayor valor agregado.
6. Otros consumos y tratamiento de líquidos lixiviados.
7. Mantenimiento del sistema de transmisión de media tensión.
8. Gastos administrativos.

Con todos los costos (los cuales se pueden ver en el archivo Microsoft Excel en la hoja Puesta en Marcha) y el cronograma de implementación que se detalló con anterioridad se construyen las curvas de OPEX y CAPEX del proyecto. Para la construcción de las curvas se contempla el escenario pesimista, en el cual el radio de influencia de los pozos es de 25 metros. La variación en la inversión total (CAPEX) entre los tres escenarios es una disminución del 1,247% cuando se pasa de un escenario de radio de influencia de 35 metros a 30 y metros y una disminución de 2,03% cuando se pasa de un escenario de 30 metros a 25 metros, por lo que no se lo considera un riesgo para el proyecto. Como se verá en las próximas gráficas, el principal driver de costos del proyecto es el terreno. Se obtienen los siguientes resultados:

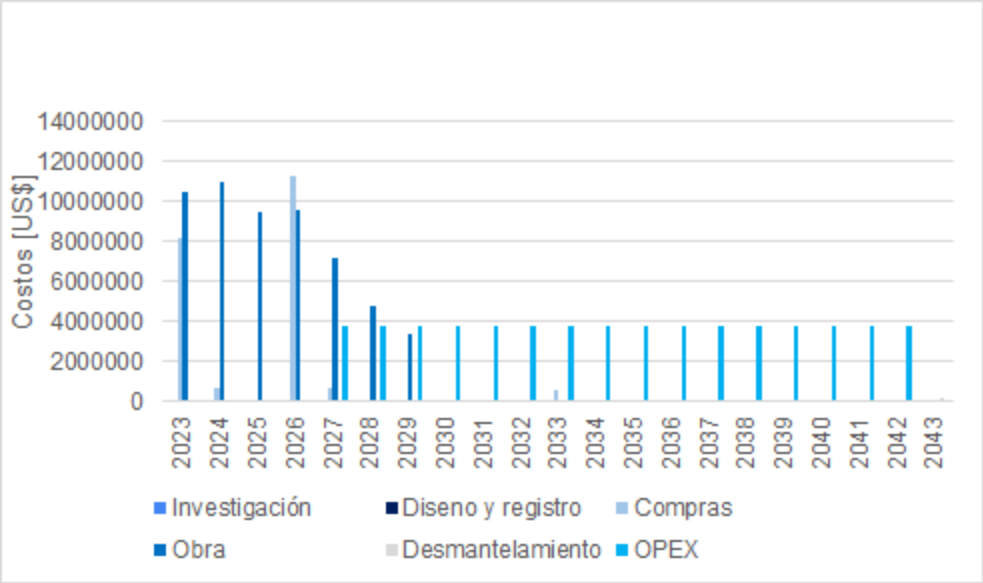


Figura 3-10 Curva de costos del proyecto.

3.9.Estructura de distribución

En este caso, al tratarse de un servicio y no de un producto físico, la estructura de distribución del proyecto o la supply chain se verá limitada al aprovisionamiento de la materia prima y a la distribución de la energía eléctrica.

Respecto al aprovisionamiento de la materia prima la cadena se halla conformada por los residentes de cada municipio, quienes son generadores de la materia prima que luego será recolectada por empresas de recolección de residuos contratadas por los municipios. Es responsabilidad de los municipios la recolección de la basura y su transporte hasta el punto de disposición final y su disposición. Como se verá más adelante en macrolocalización, en AMBA (donde se localizará la planta) la mayoría de los municipios delegan la responsabilidad de dar disposición final a la basura en la organización CEAMSE. Así, la cadena logística en AMBA de disposición de los residuos se compone por los siguientes agentes:

Figura 3-11Cadena de abastecimiento.

Entonces, los agentes de la cadena de suministros para el proyecto serán los generadores de los residuos sólidos urbanos, las empresas colectoras y CEAMSE, que es el agente responsable de dar disposición final y quien recibe los RSUs generados por los distintos municipios. En este caso, por simplicidad operativa, en vez de descargar la materia prima en el predio de CEAMSE y luego transportarla hasta el predio del proyectista, se descargará la materia prima transportada por los municipios directamente en el predio del proyectista.

En contrapartida, luego de captado el biogás y convertido en energía eléctrica dentro de la usina, esta deberá ser entregada al consumidor. La energía que sea generada por la usina deberá ser transportada hasta un nodo de conexión al Sistema Argentino de Interconexión, un nodo es una subestación de transformación, que es una instalación destinada a establecer los niveles de tensión adecuados para la transmisión y distribución de la energía eléctrica. Cuando la energía es entregada al nodo mediante una instalación eléctrica adecuada finaliza la responsabilidad del generador. Luego de transformado el nivel de tensión en la subestación de transformación, un agente transportista transportará la energía por la red eléctrica hasta el lugar de despacho, a partir de donde la distribución de la energía para el consumidor final estará a cargo de un agente distribuidor del mercado eléctrico.

4. Servicios auxiliares y Layout

4.1. Servicios auxiliares y tratamiento de efluentes

Los principales servicios auxiliares requeridos por la planta son los siguientes:

- Energía eléctrica
- Agua potable para los trabajadores
- Tratamiento de efluentes

Para energía eléctrica se decide realizar una conexión aparte, no autogenerando debido a la diferencia en precios. Actualmente la tarifa de EDENOR para grandes consumidores, de potencia mayor a 300 kW, el precio de la energía ronda los U$S 60 (EDENOR) y se estima es menor al costo de producción promedio de este tipo de plantas, el cual ronda los U$S 80, como se mencionó en la entrega de mercado.

En cambio, para la energía generada, se espera venderla en torno a los U$S 128/MWh, por lo que resulta más atractivo usar la energía generada para vender, y abastecerse de Edenor. Esta decisión, se refinó en la entrega económica financiera cuando quede definido el costo de producción por unidad de energía.

Para agua sanitaria pero no para beber, en la zona hay puntos de extracción de agua de acuífero, por lo que se requiere realizar una perforación en las inmediaciones para la extracción, respetando una distancia mínima de 500 m del relleno para evitar captar agua con probabilidad de estar contaminada. (Resolución Nº 1143/02 Secretaria de Política ambiental). Esta agua se utiliza principalmente para las instalaciones sanitarias como baños, vestuarios, etc y limpieza. Los enfriadores funcionan con agua por lo que no necesitan un abastecimiento continuo de agua. Para agua potable, al complejo ya llega una red de distribución de agua, por lo que se requiere conectarse al nodo más cercano.

Para el tratamiento de efluentes, se cuenta con la planta ya instalada de CEAMSE para su tratamiento, solo se requiere instalar la estación de bombeo que recolecta los lixiviados del pozo, y los líquidos que se extraigan de las diferentes etapas de purificación del gas (separación centrífuga) desnebulizado). La planta se encuentra a aproximadamente 1,5 km del recinto.

Esta planta tiene actualmente capacidad ociosa, por lo que no es un limitante en la producción ni exige la construcción de una planta de evaporación y tratamiento propia.

4.2.Layout

Se tomaron como referencia los planos de la planta de CEAMSE en el complejo ambiental Norte IIIa que es de características similares tanto en potencia como maquinaria para realizar el Layout de la planta de tratamiento y generación de energía.

Para la sala de control, donde también están las oficinas, se consideró que deben estar a una distancia lo suficientemente alejada de los motores, ya que estos son la sección más ruidosa de la planta. A la vez, se debe estar alejado de las antorchas, que son foco de posibles emisiones tóxicas. Por último, se debe estar en simultáneo cerca de todas las etapas del proceso, teniendo una visión panorámica, para detectar rápidamente anomalías en el proceso y atenderlas rápidamente. Por eso, se elige una localización entre medio de estas dos secciones de la planta y pegado al tronco principal de la corriente de proceso.

Se prioriza un esquema lo más lineal posible para evitar codos innecesarios en los flujos del proceso que tienen un impacto negativo en el rendimiento de las tuberías, además, facilita el recorrido de los operarios de mantenimiento al momento de hacer las inspecciones rutinarias.

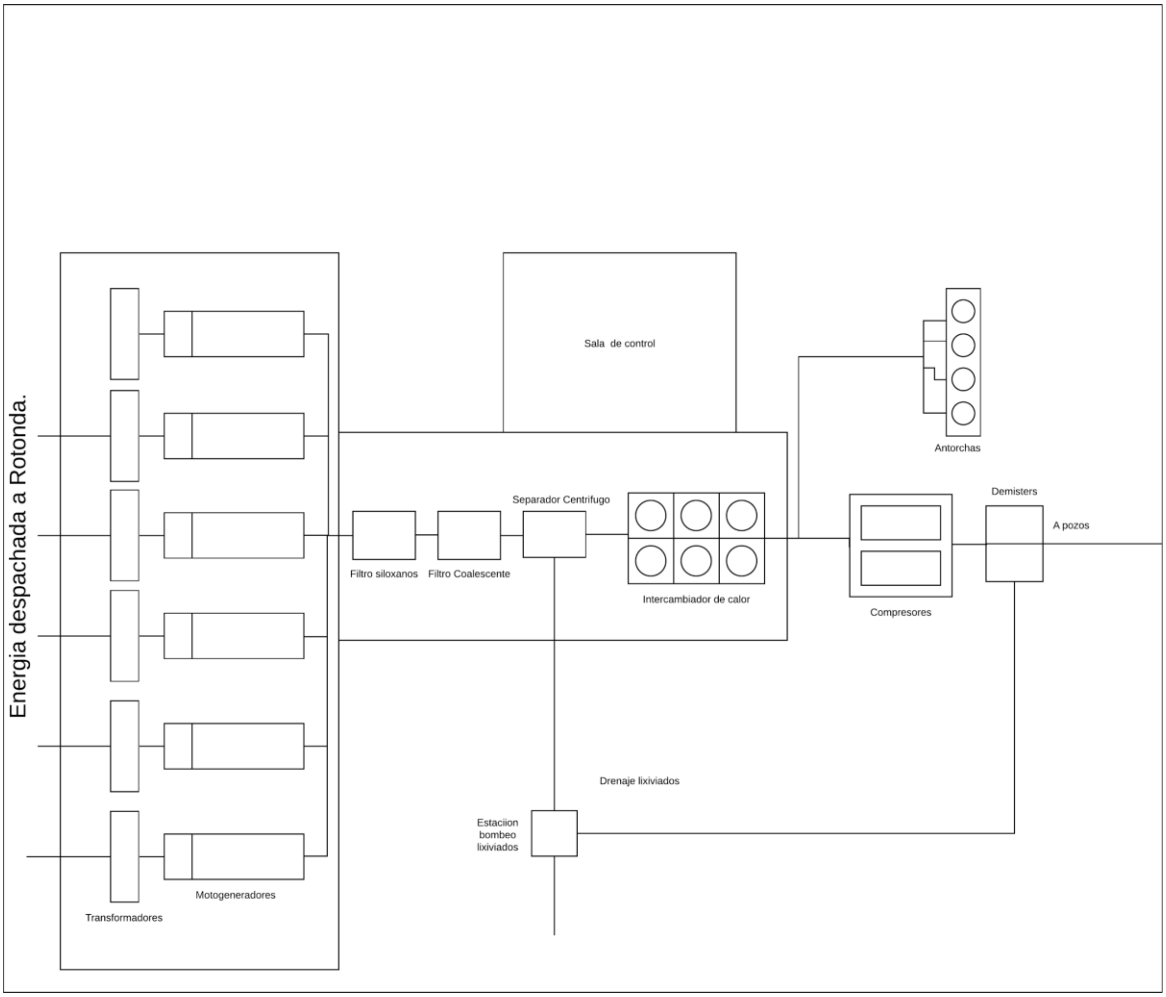


Figura 4-1 Layout de la planta de tratamiento y generación. Elaboración Propia.

Nótese que el Layout que se presenta es únicamente de la usina eléctrica y no del relleno sanitario, ya que el relleno sanitario ocupa un espacio desproporcionadamente grande en comparación con el de la usina eléctrica y en ninguna representación a escala de ambas instalaciones se podrá apreciar.

Para entenderse la localización de la planta respecto del relleno sanitario, debe tenerse en cuenta que esta se debe localizar en una zona lindera al relleno sanitario y no sobre el mismo, por motivos de asepsia e higiene, aunque aquí sea donde se minimizan las cañerías necesarias para el proyecto.

5. Consideraciones legales para el proyecto

5.1. Leyes que determinan los procesos operativos (y costos) durante la vida útil del proyecto

Aplican tres tipos de leyes al proyecto: las primeras serán leyes laborales, las segundas leyes aplicables a la distribución de energía eléctrica y las terceras todas aquellas que aplican al proceso productivo.

5.1.1. Leyes laborales y de seguridad e higiene

Aplican las siguientes leyes:

1. **Ley 20.744. Ley de Contrato de Trabajo.**

Mediante la presente normativa se establecen las obligaciones de oferente de la fuerza laboral y del prestamista de esta, así como también se establecen los derechos de los que goza cada una de las partes.

Además, esta normativa determina la aplicación de las normas sobre el descanso semanal y los suplementos correspondientes a los empleados, como la carga máxima de trabajo para trabajos insalubres, por lo que se deberá prestar especial atención a lo que esta determina a la hora de dimensionar la mano de obra de la planta.

La ley determina que el trabajo insalubre es aquel que produzca efectos nocivos sobre la salud, y aplica al trabajo realizado en una usina eléctrica a biogás debido a los gases que se emiten en los rellenos sanitarios. Determina que una jornada de trabajo en estas condiciones no puede superar las 6 horas diarias y las 36 semanales. Además, establece que durante la jornada laboral cada trabajador podrá gozar de 2 horas de descanso.

2. **Ley 19.587. Ley de Higiene y Seguridad en el Trabajo.**

Determina las condiciones de seguridad e higiene en el ambiente de trabajo.

Además, todas las usinas eléctricas a biogás obtenido a partir de relleno sanitario en el país han certificado su proceso bajo las siguientes normas:

- Norma IRAM 9001.
- Norma IRAM 14001.
- Norma OHSAS 18001.

5.1.2. Distribución de energía eléctrica

Como se mencionó en la entrega anterior, aplican todas aquellas leyes que regulen el mercado de energía eléctrica, en las cuales se establece que esta última es un bien susceptible de ser comerciado según lo indica el Código de Comercio de la República Argentina. (Véase el marco legal detallado en el análisis de mercado para más información).

Se regula, entre otras cuestiones, que el factor de potencia debe ser superior al 75% y que la frecuencia de entrega de energía a la red es de 50 HZ.

Además de aplicar las leyes anteriormente mencionadas, para poder entregar energía al Sistema Argentino de Interconexión, el proyecto se ve alcanzado por las siguientes normativas:

1. **Resolución 444/2006. Energía Eléctrica.**

Ley de alcance nacional por medio de la cual se determina que se adopta la Reglamentación para Líneas Aéreas Exteriores de Media y Alta Tensión de la Asociación Electrotécnica Nacional.

2. **AEA 95301 - Reglamentación de Líneas Aéreas Exteriores de Media Tensión y Alta Tensión.**

Esta normativa fue dictada por la Asociación Electrotécnica Argentina (AEA) y establece las normativas para la construcción, operación y dimensionamiento de las líneas aéreas exteriores de media y alta tensión.

3. **AEA 95702 - Reglamento para la Ejecución de Trabajos con Tensión en Instalaciones**

También reglamentada por la Asociación Electrotécnica Argentina y aplica al proyecto obra mediante la que se lleve a cabo la instalación eléctrica, se instale la central de transformación y el cableado que a esta conecte con el nodo de conexión al SADI.

5.1.3. Proceso productivo

1. **Ley 25.916. Ley de Gestión de Residuos Domiciliarios.**

Ley de jurisdicción nacional. Establece que los centros de disposición final deber ser especialmente acondicionados y que deberán ser habilitados por la autoridad pertinente para la disposición final y permanente de los residuos sólidos urbanos, siendo esta el Consejo Federal de Medio Ambiente (COMEFA). A su vez, se determina que para que un centro esté adecuadamente acondicionado deberá aprobar una Evaluación de Impacto Ambiental, que contemple la ejecución

del Plan de Monitoreo de las principales variables ambientales durante las fases de operación, clausura y post clausura de los rellenos sanitarios.

2. **Ley 25.675. Ley General de Ambiente.**

Norma que da marco a la política ambiental en Argentina, Establece tres principios fundamentales de la gestión ambiental que son prevención, sustentabilidad y responsabilidad, de los cuales el último implica que los generadores de efectos degradantes del ambiente son responsables de los costos de las acciones preventivas y correctivas de recomposición. La misma tiene alcance nacional.

3. **Ley 24.051. Residuos Peligrosos.**

En el Anexo I de la presente ley se determina cuáles son los residuos peligrosos, como se categoriza cada uno de ellos y la disposición final que se debe dar a cada uno de este tipo de residuos. No solo se regula la disposición final de los residuos peligrosos, sino que también su transporte y se crea el Registro Nacional de Generadores y Operadores de Residuos Peligrosos, en el cual se deberá registrar el proyecto.

Todas las leyes mencionadas anteriormente son aquellas de alcance nacional que regulan las actividades del proyecto analizado. Además, existen distintas leyes que dependen de cada provincia y región aplicables a usinas eléctrica de biogás obtenido a partir de rellenos sanitarios. Por ello, teniendo en cuenta la macro localización definida también aplican las siguientes regulaciones:

4. **Decreto-Ley 9.111/78. Regulación de la Disposición Final de la Basura en los Partidos del Área Metropolitana. (Reglamenta la Ley 13.657/07).**

Comprende los partidos de Vicente López, San Isidro, San Fernando, Tigre, General Sarmiento, General San Martín, Tres de Febrero, Morón, Merlo, Moreno, La Matanza, Esteban Echeverría, Almirante Brown, Lomas de Zamora, Quilmes, Avellaneda, Lanús, Florencio Varela, Berazategui, Berisso, Ensenada y La Plata. Establece que en cada uno de los partidos mencionados anteriormente la disposición final de los residuos se efectuará exclusivamente por el sistema de relleno sanitario y se efectuará únicamente por intermedio de CEAMSE.

Esta resolución debe ser tenida en cuenta ya que obliga, en la macro localización elegida, a transaccionar la materia prima con CEAMSE y no con cada uno de los municipios involucrados.

5. **Resolución 1143.02. Disposición de Residuos Sólidos Urbanos en Rellenos Sanitarios.**

Normatiza los recaudos mínimos a cumplimentar en las plantas de disposición de Residuos Sólidos Urbanos. Mediante la presente se establecen criterios básicos para la localización de los rellenos sanitarios, así como también se determinan aspectos hidrológicos, geológicos y estudios medioambientales que se deben contemplar para la instalación de los establecimientos. Por otro lado, y teniendo en cuenta ciertas de las características hidrológicas y geográficas de la zona, determina criterios básicos para la construcción y diseño de rellenos sanitarios.

Por otro lado, se establecen criterios mínimos de operación y de recepción de basura en los rellenos sanitarios. Se establece que estos no podrán admitir residuos especiales establecidos por la Ley de la Provincia de Buenos Aires Nº 11.720, y su decreto 806), residuos patogénicos tipos B y C de establecimientos médicos (comprendidos en la Ley de la Provincia de Buenos Aires Nº 11.347, y su decreto 450) o veterinarios que sean infecciosos, residuos que, en condiciones de vertido, son explosivos, corrosivos, oxidantes, reactivos, o inflamables y residuos líquidos.

Finalmente, se establecen obligaciones mínimas durante el proceso de clausura y se determina que durante los 30 años posteriores a cerrado el relleno sanitario se deben mantener los sistemas de extracción pasiva de los gases, se deben continuar la extracción y tratamiento de líquidos lixiviados y el monitoreo ambiental del relleno sanitario y las zonas afectadas por este.

Aunque se establezcan criterios para cada una de las áreas contempladas por la resolución, se debe tener en cuenta que la resolución es muy poco precisa y el nivel de profundidad de cada uno de los recursos que se normalizan es pobre, no pudiendo utilizarse para definir procesos de operación, mantenimiento y cierre de los rellenos sanitarios.

6. **Ley 5.965. Ley de Protección a las Fuentes de Provisión y a los Cursos y Cuerpos Receptores de Agua y a la Atmósfera.**

Esta establece que se prohíbe el envío de efluentes residuales sólidos, líquidos o gaseosos de cualquier origen, a la atmósfera, a canalizaciones, acequias, arroyos, riachos, ríos y a toda otra fuente, cursos o cuerpo receptor de agua, superficial o subterráneo, que signifique una degradación o desmedro del aire o de las aguas de la provincia, sin previo tratamiento de depuración o neutralización que los convierta en inocuos e inofensivos para la salud de la población o que impida su efecto pernicioso en la atmósfera y la contaminación, perjuicios y obstrucciones en las fuentes, cursos o cuerpos de agua. Mediante la presente ley, la autoridad de aplicación tiene la potestad de cobrar multas a quien la incumpla o de clausurar los desagües residuales de un establecimiento industrial, que trajera aparejada la suspensión temporal de sus actividades. Esto es de especial relevancia para el proyecto que se analiza, ya que en este se generan líquidos lixiviados y estos deberán ser tratados antes de verterse.

En cuanto a los gases, esta ley se debe tener en cuenta tanto para los gases producidos durante la obtención de biogás como a los gases obtenidos de la combustión, mediante el Decreto 3395/96 (B.O. 27/09/1996) Resoluciones SPA que la hace vigente.

7. Ley 5965. Decreto 3395/96 (B.O 27/09/1996). Resoluciones SPA.

Mediante la misma se determina que se aceptan los siguientes valores de emisiones de los siguientes contaminantes básicos, referidos a condiciones estándares de presión y temperatura (temperatura: 25ºC y presión de 1 atmósfera):

Contaminante	mg/m3	PPM	Período de
Dióxido de Azufre	1,300 (7) 0,365 (7) 0,080	0,50 (7) 0,14 (7) 0,03	3 horas (7) 4 horas (1)(3) 1 año (1)(4)
Material Particulado en Suspensión PM-10	0,050 0,150 (7)		1 año (1)(2) 24 horas (1)(2)(3)
Monóxido de Carbono	10,000 (7) 40,082	9 (7) 35 (7)	8 horas (1) 1 hora (1)
Ozono (Oxidantes fotoquímicos)	0,235 (7)	0,12 (7)	1 hora (1)
Dióxido de Nitrógeno	0,367 0,100	0,2 (7) 0,053	1 hora (1)(2) 1 año (1)(2)(4)
Plomo	0,0015 (media aritmética)		3 meses (1)(2)(4)

Tabla 5-1 Requisitas ley.

Donde:

(1) Norma primaria

(2) Norma secundaria

(3) 24 horas medidas entre las 10.00 horas del día 1 y las 10.00 horas del día 2

(4) Media aritmética en el período considerado.

(5) Determinado a partir de material particulado total (MPT).

(6) Partículas con diámetro menor o igual que 10 micrones.

(7) No puede ser superado más de una vez al año

Además, la misma ley establece, para fuentes industriales, cuáles serán los efluentes normales, estableciendo que deberán ser controlados los efluentes y se establecen valores normales de emisión para cada uno de ellos. A continuación, se detallan los valores:

Contaminante	Concentración mg/N m3 (0ºC y 1 Atm.).	Caudal másico
Ácido sulfúrico	150	No especificado.
Amoníaco	No especificado.	83
Cianuros de hidrógeno y cianuros	5	No especificado.
Cloro	230	No especificado.
Cloruro de hidrógeno	460	No especificado.
Dióxido de azufre	500	No especificado.
Fluoruro de hidrógeno	100	No especificado.
Sulfuro de Hidrógeno	7.5	No especificado.
Plomo	10	No especificado.
Trióxido de azufre	100	No especificado.
Material particulado total	250	No especificado.
Monóxido de carbono	250 (combustible sólido) 175 (combustible líquido) 100 (combustible gaseoso)	No especificado.
Dióxido de nitrógeno	450 (procesos de combustión) 200 (otros procesos industriales)	No especificado.

Tabla 5-2 Requisitos ley efluentes gaseosos

Cuando los valores se hallen fuera de los valores normales, estos deberán ser reportados y analizados por la autoridad pertinente.

8. Ley 20.284. Plan de prevención de situaciones críticas de contaminación atmosférica.

Esta ley aplica a todas las fuentes capaces de producir contaminación ambiental en el territorio federal y regula los siguientes valores de emisiones permitidas:

Contaminante	mg/m3	PPM	Período de
Monóxido de Carbono		10 50	8 horas 1 hora
Óxidos de Nitrógeno		0,45	1 hora
Dióxido de Azufre		0,03	Promedio mensual
Ozono		0,1	1 hora
Partículas en suspensión	150		Promedio mensual
Partículas sedimentables	100		30 días

Tabla 5-3 Contaminantes permitidos Ley 20.284.

9. Resolución 1049/2012.

Esta resolución aplica a los generadores de energía eléctrica y regula el nivel de contaminantes permitidos por cada unidad de energía producida, en función del tipo de combustible empleado. Los valores regulatorios que establece son los siguientes:

Contaminante	NOx [g/kWh]	CO [g/kWh]	MP [g/kWh]	SO2 [g/kWh]	TGNMO [g/kWh]
Fuel Oil	16	1	1,5	No especificado	1
Gas Oil	6	3,5	0,15	No especificado.	0,25
Gas natural	7	9	0,5	No especificado	9

Tabla 5-4 Contaminantes permitidos por resolución 1049/2012.

10. Ley 25.438. Apruébese el Protocolo de Kyoto I a Convención Marco de las Naciones Unidas Sobre el Cambio Climático, Adoptado en Kyoto, Japón.

Mediante esta Ley Argentina se adhiere a las normativas internacionales pautadas por el protocolo de Kyoto, mediante el cual se compromete a disminuir los gases de efecto invernadero. Entre las medidas de la presente ley, en el artículo 1 se establece que, a partir de la sanción de la ley, será regulatoria la limitación y/o reducción de las emisiones de metano mediante su recuperación y utilización en la gestión de los desechos, así como también en la producción y transporte de energía eléctrica.

Esta ley se considera de especial relevancia para el proyecto, ya que obliga a quemar todo el metano que se pudiera captar y no se aproveche en la usina eléctrica. Así, a partir de que se empieza a producir biogás todo el que no se aproveche en la usina deberá ser quemado en antorchas para convertir el metano en dióxido de carbono, aun cuando la usina no esté operativa. Teniendo esto último en cuenta es que se dimensionan las antorchas para funcionar con un factor de planta del 100% durante el período operativo de la usina y previo a este siempre que se hayan depositado residuos en rellenos sanitarios y estos estén generando metano.

Habiendo finalizado la mención de las leyes que regulan el proyecto se procede a especificar las siguientes cuestiones: en primer lugar, se asume que el flujo de contaminantes generados es constante durante el año ya que dependerá de la planta de producción, que trabaja con un flujo uniforme de biogás. Así, de los niveles de contaminantes permitidos por cada ley, se toma el menor para cada una de las leyes.

Todas las leyes que regulan los niveles de emisiones se considera críticas para el proyecto, ya que determinarán el proceso productivo y los procesos requeridos para tratar cada uno de los efluentes. Por ello, se realiza un análisis de los posibles efluentes que se pueden producir en la quema del metano.

La relación estequiométrica aire/metano para una combustión ideal es 9,52:1 en base a la siguiente reacción:

$$CH4 + 2\ O2 + 7{,}52\ N2 \rightarrow CO2 + 2\ H2O + 7{,}52\ N2 + Calor + Luz. \qquad (31)$$

Sin embargo, es posible alcanzar combustión incompleta y generar emisiones de hidrocarburos no quemados tanto con mezclas pobres como con mezclas ricas. Se deben cumplir una serie de condiciones para asegurar los requerimientos mínimos de combustión de GRS en antorchas:

• La combustión debe ocurrir con exceso de aire, suficiente para asegurar combustión completa, pero sin enfriar la temperatura de llama por debajo del punto que hace efectiva la destrucción y remoción de las trazas de gases tóxicos.

• La temperatura en la cámara de combustión debe ser uniforme a lo largo de todo el volumen; temperaturas excesivas favorecen la formación de NOx y temperaturas bajas favorecen la formación de productos parciales de combustión que pueden ser promotores de dioxinas o furanos.

• La temperatura debe permanecer constante, aún para diferentes cargas térmicas, lo cual implica controlar el proceso de combustión del aire o reciclar los gases exhaustos.

• Se debe asegurar que el tiempo de retención a la temperatura especificada es el adecuado para destruir las trazas de los componentes secundarios de gas de relleno sanitario (GRS).

Observando los procesos productivos de las distintas plantas de biogás obtenido a partir de rellenos sanitarios en Argentina se observa que se producen los siguientes compuestos:

1. Dióxido de carbono (CO2). Es un componente natural del GRS y producto de su combustión. Se mide en concentraciones en % en volumen y generalmente las emisiones de la planta de combustión serán inferiores a las medidas en el GRS a causa de la dilución con aire primario y secundario introducido durante el proceso de combustión.

2. Monóxido de carbono (CO). Es un producto de la combustión incompleta y debe ser monitoreado como un parámetro de control que indique la eficiencia de la combustión en los sistemas de utilización y quemado de GRS.

3. Óxidos de nitrógeno (NOx). Son productos de la combustión derivados de la oxidación del nitrógeno contenido en los compuestos durante la combustión. El principal óxido de nitrógeno producido durante la combustión es el óxido nítrico (NO), que luego se convierte en óxido nitroso (N2O), particularmente durante la combustión a baja temperatura, y cuya mezcla se conoce como NOx. Debido a la oxidación con oxígeno atmosférico y luego de un período de tiempo, los NOx se convierten en dióxido de nitrógeno (NO2), que luego es emitido al aire. Los NOx producidos durante la combustión del GRS pueden tener tres fuentes potenciales: la oxidación del nitrógeno presente en el aire e introducido en la planta durante el proceso de combustión, la oxidación de las especies nitrogenadas presentes en el GRS (incluido el nitrógeno), las reacciones entre el nitrógeno y los radicales hidrocarbonados en los gases exhaustos calientes. Se encuentran concentraciones altas de NOx en las emisiones de plantas de combustión de GRS cuando el proceso se realiza en condiciones de mayor eficiencia a temperaturas altas.

4. Óxidos de azufre SOx. Son compuestos de la oxidación a partir de sulfuros contenidos en el GRS. Estos componentes incluyen mercaptanos, sulfuros dialquilados y disulfuros (por ejemplo,

sulfuro de dimetilo y sulfuro de hidrógeno). Estas especies se oxidan durante la combustión a dióxido de azufre SO2 y en menor proporción a SO3, denominados óxidos de azufre SOx. Estos compuestos pueden reaccionar con vapor de agua a bajas temperaturas y producir ácido sulfúrico.

5. Material particulado MP. En las plantas de tratamiento de GRS generalmente se instalan filtros para remover partículas entre 0.3 y 10 μm con la finalidad de proteger el sistema de fenómenos de abrasión. Sin embargo, fracciones significativas de material particulado se producen durante el quemado del gas, tales como sales de metales derivados de la corrosión de componentes de la planta y el carbono producido por combustión incompleta.

6. Dibenzo dioxinas policloradas (PCDD) y dibenzo furanos policlorados (PCDF). Estos son productos térmicos generados por la combustión de compuestos orgánicos y clorados de materiales contenidos en el GRS. Se favorece su formación cuando existen emisiones particuladas y determinadas condiciones termodinámicas tales como bajas temperaturas y tiempos cortos de combustión. PCDDs y PCDFs se encuentran en bajas concentraciones relativas en las emisiones de plantas de combustión de GRS.

7. Compuestos orgánicos volátiles no metánicos NMVOCs. Se han reportado una gran cantidad de estos compuestos en las emisiones de la combustión de GRS en concentraciones de trazas. Los compuestos detectados en las emisiones de los gases exhaustos pueden provenir de: el GRS residual no quemado, la combustión incompleta, las reacciones de síntesis dentro de los gases exhaustos calientes.

Algunos de estos componentes no han sido reportados como componentes del GRS, lo que sugiere que su origen se encuentre en la descomposición térmica durante la combustión. Estos compuestos incluyen benzaldehído y nitrometano. En cuanto al mercurio contenido en el GRS, la combustión reduce la toxicidad de esas emisiones pues convierte los compuestos orgánicos de mercurio, incluido el metilato de mercurio, en compuestos menos tóxicos y peligrosos como son los compuestos de mercurio inorgánicos (EPA, 2003).

Tomando como referencia a las emisiones producidas por plantas de este tipo en Estados Unidos, se muestra las concentraciones encontradas en las emisiones de combustión de GRS en antorcha según un informe de la Environment Agency (2002b). Con fines comparativos, se incluye una columna con los niveles guía de emisión para contaminantes habituales presentes en efluentes gaseosos para nuevas fuentes industriales (valores promedio para una hora y en funcionamiento normal), establecidos en la Ley 5965 de la provincia de Buenos Aires, Decreto Reglamentario 3395/96, en su Anexo IV, modificados según Resolución 242/97.

Componente	Resumen de concentraciones mg/Nm3. (0ºC y 1 Atm.).			Ley 5965. Bs As. Decreto 3395, anexo IV.
	Media	Desvío estándar	Concentración máx 95% confianza	mg/Nm3
SOx	304,8	467,6	695,7	500
NOx	62,3	24,9	79,2	450
CO	1007,1	1076,1	1730	100
HCl	23,3	19,9	39,9	460
HF	4,7	6,9	10,4	100
Material particulado	5,47	5,7	56,7	250
PCDD/PCDF (ng/m3)	0,0053	0,0026	0,0117	-
PAH	0,00068	-	-	-
CO2 (%)	7,2	3,3	9,5	-
THC	298,1	606,5	764,3	-
Compuestos orgánicos volátiles no metanos.	0,56	-	-	-

Tabla 5-5 Requisitos contaminantes.

Cómo es posible observar en la tabla anterior, para la mayoría de los valores reglamentados por la Ley 5965 la media emitida en usinas eléctricas a biogás proveniente de rellenos sanitarios se halla significativamente por debajo del valor máximo permitido por la ley. Sin embargo, es posible observar que el desvío es muy amplio y que aun así para la mayoría de los compuestos el valor máximo de emisiones calculado con un nivel de confianza del 95% es menor al valor máximo reglamentario.

Sin embargo, se observa que los valores medios de monóxido de carbono permitidos son sustancialmente mayores a los máximos permitidos por la ley, por lo que deberá prestar especial atención a las condiciones en las que se produce la combustión.

Como ya se mencionó en el balance de línea, de todas las leyes que regulan el flujo de contaminantes permitidos, se adopta la Resolución 1049/2012 ya que es la única para la cual las emisiones exigidas son alcanzables para proyectos de la naturaleza de la que se estudia. Además, como también se mencionó en el balance de línea, esta resolución de dictó cuando aún no se hallaban desarrollados los biocombustibles en Argentina, por lo que este tipo de combustibles no se haya regulado, así, se adoptan para el proyecto los parámetros del gas natural.

5.2. Análisis de impacto medioambiental

En términos globales, el impacto ambiental global del proyecto es positivo, ya que este último surge de dar valor a los residuos sólidos urbanos que se disponen en rellenos sanitarios, aprovechando el biogás que naturalmente en ellos se genera (el cuál se libera a la atmósfera en caso de no ser aprovechado, contaminándola), extrayéndolo y utilizándolo para la generación de energía eléctrica a través de su quema, generando circuitos de economía circular.

Para este tipo de proyectos, puede evaluarse el impacto ambiental positivo de la utilización de los residuos sólidos urbanos para la generación de energía y el impacto negativo de la disposición de residuos en rellenos sanitarios, ya que en estos se emite mayoritariamente metano, que es un gas de efecto invernadero con un potencial de calentamiento global 25 veces mayor al del dióxido de carbono, gas que se produce como efecto de la combustión del metano.

Según el artículo Methane Capture: Options for Greenhouse Gas Emission Reduction, la una reducción drástica de la emisión de gases de efecto invernadero es esencial para combatir el cambio climático y en la publicación se propone que a través de la sustentabilidad surgen oportunidades de negocio, entre las cuales se menciona el aprovechamiento del biogás de rellenos sanitarios. Según organización United States Environmental Protection Agency (EPA), los rellenos sanitarios son la segunda fuente de generación de metano a nivel mundial, por lo que aprovechar el metano que en ellos se genera puede contribuir significativamente (siempre de modo conjunto con otras medidas) a apalancar el calentamiento global. Además, el aprovechamiento del biogás obtenido en relleno sanitarios - que impide su migración pasiva hacia la atmósfera - ayuda a reducir la formación de smog fotoquímico y la formación de gas ácido.

Teniendo todo lo anterior en cuenta, se puede asumir que el efecto medioambiental global del proyecto es positivo; sin embargo, debe tenerse en cuenta que en la zona en donde se instalen los rellenos sanitarios y la planta de quemado del biogás para la producción de energía eléctrica el impacto es negativo debido a que en esta zona se concentra la emisión de gases total del proyecto,

entre los cuales no solo se deben considerar al metano y al dióxido de carbono, sino también a otros gases nocivos.

Para minimizar el impacto negativo ocasionado por la instalación de un relleno sanitario - el cual es un impacto hundido para el proyecto ya que, como se mencionó en el apartado en el cual se describe el Decreto-Ley 9.111/78, en AMBA solo se permite dar disposición final a los residuos sólidos urbanos en rellenos sanitarios - se deberán tomar ciertos recaudos, los cuales se mencionan a continuación:

En primer lugar, según establece la Resolución 1143/02, el relleno se deberá construir de forma tal que, bajo ningún punto de vista, pueda invadir un acuífero libre, debiéndose ubicar la base del relleno sanitario a mínimo 0,5 metros del nivel de las napas subterráneas; además, la distancia mínima del perímetro del relleno sanitario a pozos para extracción de agua potable, uso doméstico, industrial, riego y ganadero debe ser de 500 m. A fin de garantizar el cuidado de las aguas mediante las dos acciones anteriormente mencionadas, previa a la instalación del relleno sanitario se deberán llevar a cabo estudios de hidrología e hidrogeología de alcance de 7 metros de profundidad.

Por otro lado, no se podrán contaminar los efluentes con los líquidos lixiviados generados en el proyecto, los líquidos lixiviados se generan debido a la penetración del agua proveniente de las lluvias en el relleno sanitario que entra en contacto con los residuos en descomposición. Este líquido contiene materia orgánica, nitrógeno, fósforo, metales pesados, patógenos y otros componentes contaminantes tanto para el suelo como para los cuerpos de agua y es por esto por lo que debe ser tratado para evitar la contaminación en los acuíferos cercanos. Habiendo dicho lo anterior, los líquidos lixiviados serán retirados del recinto por dos motivos: el primero es para evitar que contaminen las napas subterráneas y el otro es para maximizar la eficiencia de captación del biogás proveniente de rellenos sanitarios, ya que cuando se generan este tipo de líquidos parte del gas queda adherido a ellos, estos líquidos representan uno de las principales limitantes de la eficiencia de extracción del biogás.

Otro de los factores críticos para minimizar el impacto medioambiental negativo de la instalación de un relleno sanitario es el de minimizar su efecto en el aire. Como se mencionó con anterioridad, a causa de la descomposición de los recursos, se emiten gases contaminantes, entre ellos, en la Planta Central Buen Ayre se detectaron CO, NOx, SO2, NMOCs, CH4, O2 y CO2, no solo contaminantes sino también nocivos para la salud, por lo que se deberá controlar su emisión.

Además, se deberá procurar aislar el relleno de modo tal que se minimice la migración hacia el exterior de los gases y líquidos lixiviados que en él se generen, para ello y nuevamente según se establece en la normativa mencionada anteriormente, para la base y laterales se deberán construir barreras de mínimo 1 metro de espesor con una permeabilidad vertical inferior igual o superior 1 x 10-7 cm/seg. La cobertura superficial final del relleno sanitario estará constituida por una capa

de suelo compactado de 0.70 m de espesor. Debe tenerse en cuenta aún, cumpliendo con estas medidas constructivas, habrá parte de biogás que migrará fuera del relleno sanitario.

En general, el GRS no presenta efectos adversos sobre el suelo al pasar a través de este. El GRS se mueve a través de los poros internos del suelo y una vez evacuado de ese espacio, el suelo retorna a su condición inicial. Sin embargo, el metano generado en los rellenos afecta la vegetación pues desplaza al oxígeno de la zona radicular y de esta manera ahoga a la planta, según reporta Environment Canada signos de estrés en la vegetación son provocados por la migración del GRS a través de la superficie y ocurre porque las raíces de la planta se encuentran deprimidas en oxígeno, habiendo un deterioro de la vegetación en áreas linderas a los rellenos sanitarios.

El GRS puede ser recolectado por un sistema de captación pasivo o activo. Un sistema de captación típico ya sea pasivo o activo, se compone de una serie de pozos de recolección de gas ubicados en todo el relleno sanitario.

Los sistemas pasivos de recolección de gas utilizan las variaciones existentes en la presión del relleno sanitario y las concentraciones de gas para ventear el gas del relleno sanitario a la atmósfera.

Los sistemas de recolección activa se consideran los medios más efectivos de recolección de GRS (EPA 1991). A diferencia de los pozos de recolección de gas en un sistema pasivo, los pozos en el sistema activo deben tener válvulas para regular el flujo de gas, y luego quemarlo en antorchas o utilizarlo para otro fin.

A continuación, se hará un análisis cuantitativo del impacto ambiental en lo que se refiere a principales emisiones de gases de efecto invernadero del proyecto, esto es, principalmente CH_4 y CO_2, comparando:

Caso 1: Relleno sanitario del proyecto con sistema pasivo de captación (sin sistema de aprovechamiento de biogás).
Caso 2: Relleno sanitario del proyecto, con sistema activo de captación (con aprovechamiento de biogás y gen. eléctrica)

Se elige utilizar unidades de toneladas de CO_2 equivalentes para una mejor comparación de las emisiones en ambos casos.

En el caso 1, las emisiones serán todo el biogás captado por el sistema de extracción, que es igual al biogás generado a lo largo de la desgasificación del módulo menos las mermas del 27% por la ineficiencia de captación (estas mermas no se tienen en cuenta ya que están en ambos casos).

En el caso 2, las emisiones serán los gases de combustión en la antorcha y los gases de escape en los motogeneradores.

Se resume las emisiones de CH4 y CO2 en cada caso en la siguiente tabla:

	Emisiones totales con planta		Emisiones totales sin planta		
CO2 antorchas	282,6	MMkg CO2	285,4	MMkg CH4	**Metano venteado**
Metano antorchas	0,7	MMkg CH4	-	-	
CO2 gases de escape motogenerador	1173,4	MMkg CO2	-	-	
Emisiones totales de CO2 Eq.	1474,4	MMkg CO2e	7135,4	MMkg CO2e	**Emisiones totales de CO2 Eq.**

Variación de emisiones	-4487,6	MMkg CO2e
Variación porcentual	-62,89%	

1 kg Metano ≡ 25 kg CO2e	25,0

Tabla 5-6 Emisiones de gases de efecto invernadero del proyecto y beneficios.

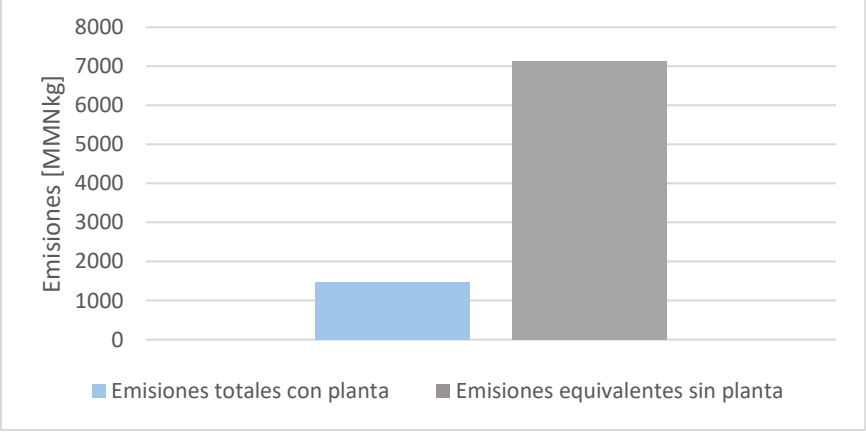


Figura 5-1 Comparación de emisiones de toneladas de CO2 equivalente.

Se observa que el actual proyecto (caso 2) permitiría disminuir las emisiones equivalentes de CO_2 al ambiente en 4487,6 millones de kg (4.487.600 ton) de CO_2e, lo que equivale a una disminución del 62,89% en relación con las emisiones del caso 1 (sin planta).

5.3. Regalías y consideraciones contractuales

Como se mencionó cuando se detalló el Decreto-Ley 9.111/78: Regulación de la Disposición Final de la Basura en los Partidos del Área Metropolitana, la única organización disponibilidad de materia prima suficiente para sustentar el proyecto es CEAMSE, única entidad autorizada legalmente para gestionar los residuos urbanos en AMBA y CABA; lo que obliga a quienes quisieran implementar el proyecto de estudio a firmar contratos de abastecimiento con esta empresa, ya que posee el monopolio de la gestión de basura.

Actualmente las municipalidades que se hallan en la jurisdicción de CEAMSE entregan su basura a CEAMSE por medio de empresas recolectoras de RSUs, para que esta les dé disposición final. Cada uno de los entes municipales que entregan basura a CEAMSE deben pagarle el concepto de "tipping fee" US$10 por tonelada de RSU que deposita en rellenos sanitarios, ganancia debido a que los municipios delegan en la institución la gestión de la disposición final de los desechos sólidos. Teniendo esto en cuenta, es de esperarse que, al delegar la disposición final de los residuos, CEAMSE pague al proyectista una "tipping fee". Sin embargo, esto no ocurre debido a que la entidad que monopoliza el mercado de los RSUs en AMBA y CABA posee un poder de negociación muy superior al del proyectista y podrá determinar el comportamiento del mercado; por ello, no se deberá pagar la materia prima que se reciba, pero tampoco se recibirá ninguna compensación por prestar un servicio de interés público.

En la actualidad, el único grupo económico que transacciona basura con CEAMSE es el grupo Benito Roggio Ambiental a través de la empresa Tecsan y el contrato alcanza únicamente al abastecimiento de materia prima, la cual Tecsan debe recolectar de los centros de CEAMSE. Con esto entonces se deberán establecer dos contratos con esta última: uno por el abastecimiento de la materia prima necesaria y otro por el tratamiento de los líquidos lixiviados que se generen en el relleno sanitario, servicio por el que se deberá pagar. CEAMSE cuenta con una planta de tratamiento de líquidos lixiviados, a donde se deberán transportar los efluentes generados. Para ninguno de los dos flujos, de materia prima o de líquidos lixiviados, el transporte estará a cargo de CEAMSE, así como no lo está para los contratos que éste firmó con las municipalidades y con Tecsan.

Por último, se deberán firmar contratos con empresas transportistas de basura para llevar la materia prima hacia la planta, mientras que los líquidos lixiviados se bombean a la planta de tratamiento desde el establecimiento generados, según explicado en el apartado de localización.

6. Organización del personal

6.1. Dimensionamiento de la mano de obra

Mano de obra directa

Los operarios a contratar responden a los siguientes gremios: Federación de Trabajadores de la Energía de la República Argentina y a la Asociación Gremial de Obreros y Empleados de la Conservación Ecológica Ambiental y Servicios Especializados. Para comprender la cantidad de operarios necesarios, a continuación, se detallan las actividades necesarias para la operatoria de la usina de Biogás:

Monitoreo de sondas perimetrales	
Actividad	Medir la presencia de metano en las sondas perimetrales para detectar fugas
Frecuencia	Constante
Mano de obra necesaria	No especializada
Monitoreo de las trampas de condensado	
Actividad	Verificar que no se tape por sedimentos
Frecuencia	Constante
Mano de obra necesaria	No especializada
Monitoreo de composición y caudal	
Actividad	Se monitorea la composición del biogás y caudal de cada cabezal de extracción
Frecuencia	2 a 7 veces por semana
Mano de obra necesaria	No especializada
Monitoreo de antorchas	
Actividad	Inspección ocular observando manchas en la pintura que podrían indicar problemas con el revestimiento protector
Frecuencia	Diariamente
Mano de obra necesaria	Especializada
Operación de la planta	
Actividad	Verificación general de la planta una vez al día
Frecuencia	Constante
Mano de obra necesaria	No especializada

Tabla 6-1 Mano de obra requerida por la operatoria

Estas actividades se dividen en dos tareas, las de monitoreo y las de operación de la planta. Para las actividades de monitoreo se necesita una persona activa las 24 horas del día. Como la usina de biogás trabaja las 24 horas del día, los 7 días de la semana, en 3 turnos de 6 horas con suplementos de 2 horas (por tratarse de un trabajo insalubre), y cada operario trabaja 5 días por semana, esto significa que se deben tener a 6 operarios en esta tarea por día; para completarse los 7 días de la semana serán necesarios 9 operarios considerando los suplementos y que cada operario trabaja 20 horas reales por semana (5 días * 4 horas/día).

Para la operación de la planta se necesita, de manera análoga a en el caso anterior, a un operario activo las 24 horas del día. Así, para la operación de la usina serán necesarios 9 operarios.

Además, como se mencionó en el balance de línea, la planta operará dos tractores compactadores de residuos, que, por el caudal de materia prima entrante, deberán poder ser operados las 24 horas del día. Para esto serán necesarios 18 operarios durante los años de mayor caudal de ingresos. A medida que disminuye el caudal de materia prima se podrá rescindir parcialmente de estos operarios, hasta luego de 2030 donde no será necesario seguir depositando materia prima en el relleno sanitario, por lo que está función ya no se hallará operativa y la mano de obra dedicada a estas tareas no será requerida.

Mano de obra semi especializada

Continuando con el dimensionamiento, se detallan las actividades necesarias para el mantenimiento de la usina de biogás:

Cámara de condensado	
Actividad	Inspección mensual de las válvulas y componentes exteriores mientras que una revisión bimensual o trimestral para el interior del equipo.
Cantidad de Máquinas	1
Frecuencia	Una vez por mes
Compresores utilizados para la succión e impulsión	
Actividad	Cambio de lubricante dos veces por año, y reacondicionamiento una vez cada 5 años.
Cantidad de Máquinas	2
Frecuencia	Dos veces por año
Intercambiadores de calor	
Actividad	Se debe realizar mantenimiento en los ductos del intercambiador para asegurar que no se obstaculice el paso de los fluidos.
Cantidad de Máquinas	1
Frecuencia	Cada seis meses.
Motogeneradores	
Actividad	Inspección diaria. De manera semestral se sugiere comprobar que el sistema de prendido automático funcione adecuadamente. Se define una inspección interna de los motores cada 18 meses. Se recomienda cada 5 años hacer un reacondicionamiento.
Cantidad de máquinas	6
Frecuencia	Inspección visual diaria e inspección interna cada 6 meses.
Filtros	

Actividad	Cambio del material filtrante
Cantidad de máquinas	2
Frecuencia	Cada 5 años
Transformadores	
Actividad	Inspección visual
Cantidad de máquinas	6
Frecuencia	Una vez por bimestre

Tabla 6-2 Mano de obra requerida por el mantenimiento

Para llevar a cabo las acciones de mantenimiento se estima que será necesario contratar a un encargado de mantenimiento, debido a la baja periodicidad del mantenimiento requerido solo será necesario un encargado y no debe haber alguien en cada turno que inspeccione la maquinaria.

6.2.Estructura organizacional

Mano de obra especializada

Dentro de la mano de obra especializada dedicada a la operatoria de la planta de generación de energía eléctrica será necesario contar con un gerente general y un gerente de planta cuyas responsabilidades se detallan a continuación:

El gerente general controlará, planificará y organizará la empresa. Coordinara a las diferentes áreas para poder lograr el cumplimento de cada uno de sus objetivos. Por otro lado, el jefe de planta se encarga de la operatoria de la planta. La Planta de Tratamiento de Biogás opera de manera ininterrumpida las 24 horas los 365 días del año a fin de garantizar la provisión del biogás necesario y comprometido para el aprovechamiento energético. Por tal motivo es excluyente contar con operadores calificados disponibles en la planta, en todo momento, que asegure su operación. La operación de la planta como su mantenimiento incluye la inspección diaria, mantenimiento programado y no programado de los componentes del sistema, y llevar registro de todas las actividades. El jefe de planta se encargará de la organización del equipo de operarios y de la evaluación de los reportes.

Organigrama

El organigrama es el siguiente:

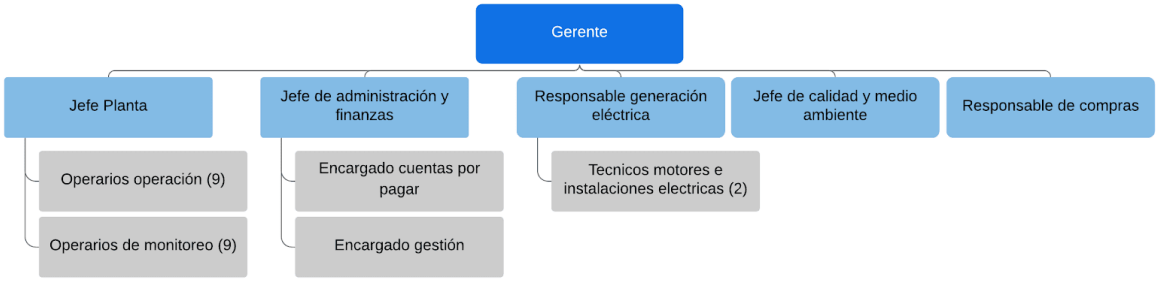


Figura 6-1 Organigrama.

6.3. Tercerización de funciones

Tanto para la construcción de la usina como de los rellenos sanitarios será necesario subcontratar a una empresa que con el know how apropiado para llevar a cabo la obra; además, será necesario contratar a consultoras de ingeniería para que realicen el diseño de ingeniería de detalle del proceso. Por otro lado, será necesario contratar a profesionales especializados en el estudio de las condiciones hidrogeológicas de la zona durante la fase de diseño y construcción del proyecto. Para la etapa de diseño, una potencial empresa a contratar es el Grupo Techint Ingeniería y Construcción, que ofrece soluciones integrales en los segmentos de Oil y Gas, Energía, Minería y Plantas industriales.

Además, cuando la planta se halle en operación también será necesario contar con empresas que brinden servicios secundarios. Estos son la provisión de la materia prima, para la cual se deberá contratar a una empresa de recolección de residuos y el transporte de los empleados hasta la usina, para lo que será necesario contratar a una empresa de transporte de pasajeros. Finalmente, la última de las tareas tercerizadas es el tratamiento de los efluentes, es decir líquidos lixiviados, los cuales serán bombeados a la planta de tratamiento de líquido lixiviados de CEAMSE localizada en el complejo Norte III.

La sección de estructura de distribución mencionado en la rúbrica se analiza en el apartado estructura de organización dentro del apartado de ingeniería ya que se considera esencial para el dimensionamiento de la planta y las operaciones.

7. Localización

Como se mencionó en el análisis de mercado, para la localización de proyectos de esta envergadura existen dos limitantes claves, estos son: el acceso a la materia prima y la disponibilidad de terrenos, ya que los rellenos sanitarios en donde se genera el biogás ocupan territorios muy extensos, ocupando este tipo de tecnología significativamente más espacio físico por MW instalado que otras tecnologías alternativas. Se recuerdan los siguientes valores calculados para la entrega anterior:

“mientras que una instalación del tipo de paneles fotovoltaicos ocupa un área media de 1 hectárea cada 100 MW de potencia instalada y una instalación del tipo de obtención de energía eólica ocupa un área media de una hectárea cada 10 MW de potencia instalada, para un relleno sanitario se requieren 8 hectáreas por cada 1 MW instalado de potencia” (Estudio de prefactibilidad de una usina eléctrica a biogás - Análisis de mercado. 2020. p.69).

La demanda de espacio físico surge de la gran cantidad de materia prima que se debe depositar para obtener la potencia instalada deseada. Como se mencionó en el balance de línea, para una capacidad instalada de 10 MW, se deberán depositar los siguientes volúmenes de RSUs en rellenos sanitarios: durante los primeros tres años del proyecto se demandará de 2’500’000 toneladas de RSUs anuales y durante el cuarto y quinto año 2.000.000 de toneladas anuales de RSUs.

Habiendo dicho lo anterior, entre otros factores que se detallan a continuación, se deberán considerar a estos últimos como los dos factores determinantes para la elección de la micro y macro localización.

7.1.Macrolocalización

El primero de los factores determinantes para la selección de la macro localización será entonces el acceso a la materia prima, es decir, que serán macrolocalizaciones potenciales todas aquellas divisiones político-administrativas con una población suficiente para generar la cantidad de materia prima requerida. Según el año de licitación estimado en las proyecciones de cantidad del análisis de mercado se determinó que en 2023 se toma la licitación, a partir de cuándo se comienza la obra civil del relleno sanitario y de la usina eléctrica. Se divide el proyecto en distintas etapas constructivas en las cuales se amplía la capacidad del relleno sanitarios a medida que esto es requerido. Así, a 2024 ya habrá construidos parte del relleno y se comenzará a depositar materia prima.

Según proyecciones de población de INDEC y CEPAL, la población crecerá de manera monótona hasta 2042 (durante toda la vida útil del proyecto), por lo que se asume que así lo hace luego de 2024 y durante los años que se debe rellenar el predio con desechos urbanos; por lo que el año limitante será 2024, cuando mayor es la demanda de materia prima y menor la población. Bastará entonces elegir una macro localización que satisfaga la demanda de RSUs en 2024 para asumir que lo hará durante los años contiguos.

Habiendo dicho lo anterior, se parte el análisis tomando los siguientes supuestos: en primer lugar, se asume que la tasa de generación de residuos per cápita se mantiene constante durante los años de estudio y que a medida que la población aumenta también lo hace la materia prima disponible. Tomándose como dato proyecciones de población total en Argentina provistas por CEPAL para 2020, se distribuye la población en cada una de las provincias según los porcentajes provistos por

INDEC y se evalúa cuáles son las provincias con población suficiente para producir los insumos de residuos necesarios.

Según datos provistos por CEAMSE la tasa promedio de generación de RSUs por habitantes es de 1,24 kg RSU/(hab*día). Asumiendo que esta tasa es uniforme en todo el país, se calcula a 2024 una población mínima de 5526718 habitantes en la macro localización. Comparando esto con la población total de cada provincia se obtienen los siguientes resultados:

Provincias	Población proyectada 2024	Alcanza total 2024
Buenos Aires	18110064	**Alcanza**
Catamarca	428912	No Alcanza
Chaco	1243609	No Alcanza
Chubut	639070	No Alcanza
Córdoba	3882415	No Alcanza
Corrientes	1157153	No Alcanza
Entre Ríos	1430913	No Alcanza
Formosa	624822	No Alcanza
Jujuy	795883	No Alcanza
La Pampa	370053	No Alcanza
La Rioja	406295	No Alcanza
Mendoza	2054892	No Alcanza
Misiones	1302202	No Alcanza
Neuquén	685595	No Alcanza
Río Negro	771858	No Alcanza
Salta	1470595	No Alcanza
San Juan	806555	No Alcanza

San Luis	524815	No Alcanza
Santa Cruz	377559	No Alcanza
Santa Fé	3651117	No Alcanza
Santiago del Estero	1010043	No Alcanza
Tierra del fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur	179057	No Alcanza
Tucumán	1749620	No Alcanza

Tabla 7-1 Generación de basura por provincia.

Cómo es posible observar en la tabla anterior, la única provincia con capacidad de generar la cantidad de residuos necesarios es Buenos Aires, por lo que, a priori, se elige a Buenos Aires como macro localización y para el 2024 serán necesarios insumos equivalentes al 41,17% de los desechos generados en AMBA, que es donde se concentra más del 38% de la población de Argentina y por ende la mayor parte de la población de Buenos Aires. Las provincias con mayor población luego de Buenos Aires son Mendoza y Córdoba, y se estima que para 2024, cada una de las provincias va a ser capaz de generar el 70% y el 31% de los residuos totales necesitados.

Luego, se deberá estudiar en qué región de Buenos Aires localizar el proceso productivo. Dado que no se conoce información sobre la población por municipio en Buenos Aires, se asume que esta es uniforme y se calcula el valor medio de habitantes por municipio, en Buenos Aires hay 135 municipios, por lo que se calcula una población media de 129934 habitantes por municipio. Con lo anterior, se necesita recolectar la basura de al menos 44 municipios de la región.

Teniendo en cuenta que recolectar la basura de 44 municipios es una fuente generadora de costos logísticos, no menores. Se estudia la gestión de residuos en Buenos Aires y en la única región en la cual existe un ente centralizado de gestión de residuos es en el Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA), en una porción de la cual se designa a CEAMSE la Gestión Integral de los Residuos Sólidos Urbanos. En el resto de las regiones, son los municipios o las jurisdicciones las encargadas de la gestión y recolección de residuos sólidos urbanos de forma descentralizada a nivel provincial.

Como se mencionó en el estudio del marco legal, cada municipio paga a CEAMSE US$10 por cada tonelada de RSU de la que se deshace. Para evaluar si efectivamente es conveniente optar por el área de cobertura de CEAMSE o comerciar con los municipios que gestionan sus residuos de

materia prima independiente se comparan los costos de transportar la materia prima hasta la planta desde los puntos de recolección de cada municipio con el valor del *tipping fee* que se resigna si se comercia con CEAMSE. Para el análisis de los municipios, debe tenerse en cuenta que cada uno de forma aislada no cuenta con potencial de generación de RSUs para revalorizarlos debido al bajo volumen que se genera versus lo que se demanda para obtener subproductos industriales es pequeño, con esto, comerciar con los municipios que no se hayan bajo la cobertura de CEAMSE es posible ya que en la actualidad a la basura solo se le da disposición final (no se la valora).

Para comparar los costos de transporte se toma como referencia el valor que paga la Ciudad de Buenos Aires por el transporte de los RSUs desde los puntos de recolección hasta los predios de CEAMSE. Por este servicio se paga US$ 17 por cada tonelada de residuos transportada. Teniendo en cuenta las distancias que se deberán recorrer si se colecta la basura de 44 municipios distintos y se la transporta hacia un único punto de tratamiento la distancia media recorrida por cada unidad de carga será mayor a la que recorren los residuos desde CABA hasta los complejos ambientales de CEAMSE, por lo que se asume que el costo de transporte medio será de al menos US$ 17 por cada tonelada de residuos transportada. Este costo es superior al ingreso por tipping fee, el cual se resigna en caso de recolectar la basura de CEAMSE a cambio de contar con la basura centralizada en un único predio. En cuanto a costos, es conveniente localizarse en el área de cobertura de CEAMSE.

Finalmente, deberá validarse que efectivamente se pueda comerciar la basura con CEAMSE y que esta sea suficiente. En la actualidad, CEAMSE no cuenta con capacidad ociosa de disposición de residuos ya que se le da disposición final o tratamiento a todos los desechos que reciben. Sin embargo, según informó Gustavo Coria, a partir de 2023 CEAMSE no tendrá capacidad para dar disposición final a los RSUs que recibe en rellenos sanitarios, por lo que se nos permitió asumir que a partir de dicho año a la materia prima que CEAMSE no pueda dar disposición final se puede utilizar para el proyecto. Para 2023 entonces, la capacidad de procesamiento de CEAMSE se reduce a la de la planta de tratamiento mecánico y biológico, de capacidad de procesamiento de 1200 toneladas de RSU diarias adicionada a la de la planta de compostaje, de capacidad de 800 toneladas mensuales de residuos y a la de las plantas sociales de separación y clasificación de residuos, que en su conjunto son capaces de procesar 21400 toneladas de residuos mensuales.

En la actualidad CEAMSE recibe 16100 toneladas de RSUs diarias, se toman los valores de las proyecciones realizadas en la sección Análisis de Materia Prima y se comparan las toneladas recibidas con la capacidad de procesamiento y con ello se calcula a partir de 2023 la materia prima que se deriva al proyecto. Finalmente se compara este último valor con la demanda del proyecto y se concluye que durante la vida útil del proyecto la materia prima alcanza. Los resultados obtenidos se anexan.

Entonces, se escoge como macro localización al área de Cobertura de la empresa CEAMSE, ya que de este modo se podrá simplificar y unificar el abastecimiento de materia prima no sólo en términos logísticos sino también comerciales y debido a que CEAMSE puede proveer la materia prima requerida. Finalmente, la macro localización queda definida por el área abarcada por: la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los partidos bonaerenses de Almirante Brown, Avellaneda, Berazategui, Berisso, Brandsen, Ensenada, Escobar, Esteban Echeverría, Ezeiza, Florencio Varela, General Rodríguez, General San Martín, Hurlingham, Ituzaingó, José C. Paz, La Matanza, La Plata, Lanús, Lomas de Zamora, Magdalena, Malvinas Argentinas, Merlo, Moreno, Morón, Pilar, Presidente Perón, Quilmes, San Fernando, San Isidro, San Miguel, Tigre, Tres de Febrero y Vicente López.

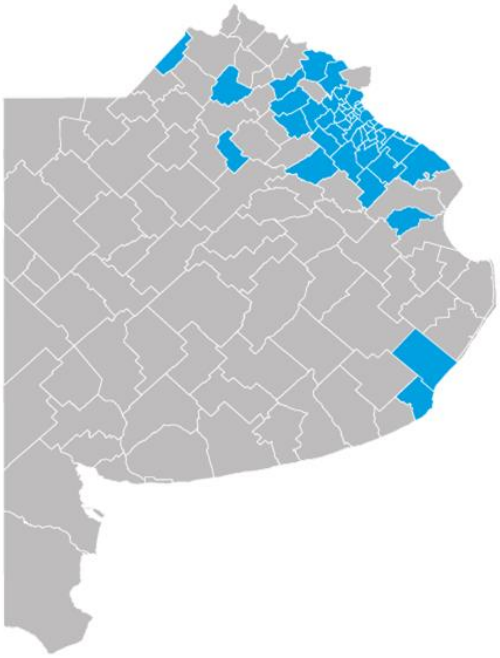


Figura 7-1 Mapa de macrolocalización.

7.2.Microlocalización

Debido a la naturaleza del proceso productivo, la extracción del biogás debe estar en la misma localización que el proceso de obtención de energía eléctrica ya que el biogás obtenido en el relleno sanitario se debe extraer y transportar a la planta generadora por medio de cañerías, en las cuales se generan pérdidas por fricción del biogás captado que son proporcionales a la distancia de la cañería. Entonces, se aplicarán los criterios de forma conjunta para ambas instalaciones. Únicamente en caso de que no se cuente con terrenos disponibles para localizar ambos procesos de forma conjunta se evaluarán alternativas de transporte de biogás en camiones especialmente

acondicionados, pero se debe tener en cuenta que esta operación es de alto riesgo por tratarse de un compuesto volátil y explosivo, que se generarán mayores pérdidas del biogás captado en el transporte y que se generará una mayor fuente de costos.

Habiendo definido la macro localización, se procede por definir la micro localización. Según la resolución 1143/02, para la localización de un relleno sanitario se deben tener en cuenta los siguientes aspectos generales:

1. El relleno sanitario deberá establecerse en áreas cuya zonificación catastral sea rural.
2. No se puede establecer un relleno sanitario dentro de una reserva o parque natural.
3. La distancia mínima a establecer un relleno sanitario de aeropuertos o aeródromos es de 3000 metros. Esta restricción existe ya que se emiten gases que pueden dañar las turbinas de las aeronaves y además debido a que los rellenos sanitarios atraen aves, lo que puede generar accidentes durante el despegue y ascenso de los aviones y otros.
4. Se deben cumplir ciertas condiciones de los suelos y las napas subterráneas en la zona de ubicación de un relleno sanitario.

Además de lo mencionado anteriormente, para el análisis de micro localización se deben tener en cuenta tres factores críticos con los que obligatoriamente se debe contar en la zona de instalación, estos son:

1. La cercanía a un nodo de conexión a SADI, con capacidad suficiente. Este criterio se debe tener en especial consideración ya que así se minimizan las pérdidas eléctricas hasta el nodo de conexión.
2. El acceso a servicios de tratamientos de efluentes y servicios básicos.
3. El acceso al terreno (recuérdese que es un limitante a la capacidad instalada).

Además, frente a distintas alternativas que cumplan con los requerimientos mínimos, se deberán tener en cuenta los costos de operación y de inversión inicial correspondientes a cada potencial localización.

Teniendo en cuenta que se debe realizar un estudio de los suelos y estos deben ser mecánicamente resistentes para soportar la construcción de un relleno sanitario, que las napas subterráneas deben ser lo suficientemente profundas para que haya lugar físico para este y que se deberán dar ciertas condiciones climáticas de humedad y temperatura para maximizar la eficiencia en la producción de biogás; y dado a que no se cuenta con datos sobre las características del suelo en toda la macro localización, se plantean dos potenciales micro localizaciones que son aquellas en donde ya existen instalaciones de usinas de biogás obtenido a partir de rellenos sanitarios en Buenos Aires, ya que se asume que las condiciones de los suelos son adecuadas para la instalación de un relleno sanitario y las condiciones climáticas tales que permiten la obtención eficiente del biogás. Siendo el anterior

el primer limitante, se plantean dos posibles localizaciones: Ensenada (Zona Sur) y Campo de Mayo (Zona Oeste).

Por lo tanto, la primera de las restricciones que se estudia para cada posible área de asentamiento es la restricción de nodo. Dado que la conexión a SADI se debe efectuar en 13,2 KV, el nodo correspondiente a Campo de Mayo es el nodo “Rotonda”, y el correspondiente a Ensenada “Ensenada”. Para cada uno de los nodos se estudia la capacidad ociosa, la cual se calcula en términos de potencia aparente, medida en MVA, ya que se deben tener en cuenta tanto la potencia activa como la reactiva del sistema. Para el análisis de capacidad remanente se toman los datos del diagrama unifilar de la red eléctrica en tensión proporcionado por CAMMESA.

Se comienza por estudiar el nodo Rotonda. Véase a continuación el diagrama unifilar del nodo:

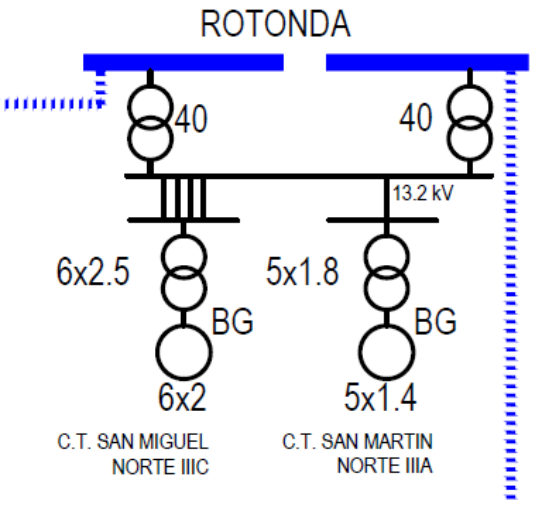


Figura 7.2-1 Diagrama unifilar del nodo Rotonda.

En la figura se puede apreciar que el nodo está alimentado por dos centros de transformación conectados en paralelo, cada uno de 40 MVA de capacidad. Para analizar la capacidad remanente, se debe comparar la capacidad del transformador con la potencia que recibe en el bobinado primario. Por motivos prácticos, llamaremos transformador 1 al de la izquierda y 2 al de la derecha. Es posible observar que al primario del transformador 1 se haya conectado el centro de transformación de la planta de generación San Miguel Norte IIIC, la cual cuenta con 6 motores de 2 MW de capacidad teórica cada uno, de factor de potencia 0,8, los cuales aportan en total 6*2,5 MVA = 15 MVA, habiendo en este transformador una potencia disponible de 25 MVA. En paralelo, al transformador 2, se conecta el centro de transformación de la planta San Martín Norte IIIA, la cual cuenta con 5 motores de 1,4 MW cada uno, factor de potencia 0,77, los cuales aportan en total 5*1,8 MVA = 9 MVA con lo que para el transformador 2 existe una capacidad ociosa de 31 MVA.

Para el nodo Ensenada, la instalación al nodo es la siguiente:

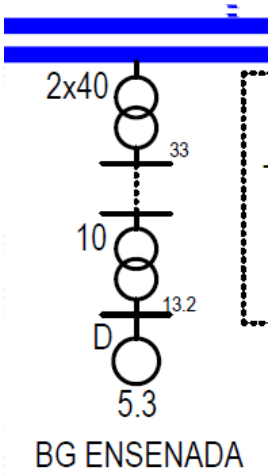


Figura 7.2-2 Diagrama unifilar del nodo Ensenada.

Como se comentó en el balance de línea, la salida del centro de transformación de la usina debe ser a 13,2 KV por motivos de potencia instalada, valor al que se debe realizar la conexión al nodo de SADI. Por ello, para el nodo Ensenada se debe realizar la conexión al transformador de 10 MVA de capacidad. Al primario de este transformador de haya conectado el centro de transformación de la planta Biogás Ensenada, el cual aporta 5,3 MVA al sistema, habiendo una capacidad remanente en el nodo de 3,7 MVA.

Teniendo en cuenta que el factor de potencia para la instalación es de 0,8 (véase la sección Selección de Tecnologías), para cada uno de los transformadores se obtienen las siguientes limitaciones de potencia instalada máxima:

Transformador 1 Rotonda	Transformador 2 Rotonda	Ensenada
20 MW	24,8 MW	3,76 MW

Tabla 7.2-1Restricciones de nodo.

Según los valores detallados en la tabla anterior, el único nodo que cuenta con capacidad ociosa suficiente es el nodo Rotonda, por lo que a priori el nodo Ensenada se descarta.

Para verificar que efectivamente la localización de Ensenada deba ser descartada por no haber capacidad remanente en el nodo de interconexión a SADI, se evalúa si existen otros nodos cercanos a Ensenada con capacidad instalada disponible para alimentarla con 20 MW/ (0,8 MW/MVA) = 25 MVA que entregará el proyecto. Para ello se localiza el nodo más cercano a Ensenada de tensión

de entrada 13,2 KV, con capacidad remanente, el cual es el nodo Almirante Brown, que posee una potencia desaprovechada de 80 MVA - (22*1,76) MVA = 41,28 MVA.

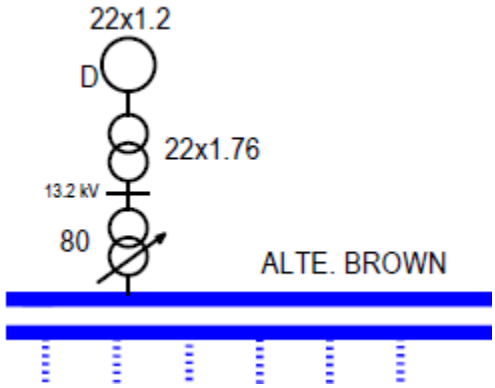


Figura 7.2-3Diagrama unifilar nodo Almirante Brown.

Para la conexión al nodo Almirante Brown se debe tener en cuenta que la zona donde se localiza no está categorizada con una zona rural, por lo que la resolución 1143/02 no permite la instalación de rellenos sanitarios en dicha localidad. Además, no se conocen las condiciones hidro geográficas de la zona, por lo que, si se conecta la planta al nodo en análisis, la misma deberá ser localizada en Ensenada y se deberá transportar la energía hasta el nodo Almirante Brown desde Ensenada, donde si es posible instalar rellenos sanitarios (téngase en cuenta que la extracción y la generación de energía eléctrica deben localizarse juntas).

Para calcular la distancia entre los nodos, se toman los datos del diagrama unifilar GEOSADI provisto también por CAMMESA y se calcula una distancia cableada entre los nodos Ensenada (cerca de donde se puede localizar la usina) y Almirante Brown de 74,28 km. Según lo detallado en la selección de tecnologías para transporte, en el cableado mediante el cual se conecta al nodo se producen pérdidas de 181,22 KW por kilómetro recorrido; produciéndose entonces, únicamente el transporte, pérdidas de 13462,05 KW. Se considera que tales pérdidas en el transporte son inaceptables, por lo que se descartan el nodo Almirante Brown y el emplazamiento en Ensenada.

El segundo de los criterios a tener en cuenta es el acceso a servicios básicos, entre los cuales el servicio crítico es el acceso a servicios de tratamientos de efluentes, es decir, líquidos lixiviados. En este sentido, la localidad Campo de Mayo también presenta ventajas comparativas respecto a Ensenada, ya que los líquidos lixiviados que en el relleno sanitario se generen deberán ser transportados hasta el complejo ambiental Norte III, localizado en Campo de Mayo, donde CEAMSE cuenta con la cuarta planta más grande de América Latina y única en Buenos Aires para el tratamiento de líquidos lixiviados.

Entonces, para el transporte de los líquidos se plantean dos alternativas que dependen de la distancia a la que se hallan los rellenos de la planta de tratamiento: la primera de las alternativas es que estos sean bombeados a la planta de tratamiento y ocurrirá si se instalan el relleno sanitario en Campo de Mayo, mientras que la segunda es que estos sean bombeados a una pileta dentro del predio en la cual se contienen para luego ser transportados en camiones a la planta de tratamiento, lo que ocurriría si se instalaran el relleno sanitario en Ensenada. En este aspecto, localizar la planta en Ensenada implicaría incurrir en sobrecostos de transporte y contención de líquidos lixiviados.

Para asegurar que la planta de CEAMSE cuente con capacidad suficiente para tratar los líquidos lixiviados, se calcula, en función a datos provistos por CEAMSE la tasa media de generación de líquidos lixiviados en Campo de Mayo, ya que su formación depende principalmente de la penetración de agua proveniente de lluvias en el relleno sanitario. Durante toda la vida útil de proyecto, se realizan proyecciones de generación de líquidos lixiviados para la basura que recibe CEAMSE y para los que aporta el proyecto, asumiendo que el aumento de producción de líquidos lixiviados aumenta proporcionalmente con el aumento de los residuos y de la fase de descomposición en que estos se hallen, y se toman datos de la proyección de generación de residuos. La planta de tratamiento actualmente cuenta con una capacidad instalada de 2000 m3 diarios y trata 500 m3 diarios, se calcula para el proyecto una tasa máxima de generación de 0,031 m3 diarios por toneladas de RSU, que decae durante la fase de decaimiento de la descomposición de los RSU; realizando las proyecciones pertinentes se concluye que el tratamiento de líquidos lixiviados tercerizado a CEAMSE es posible durante el proyecto. Las proyecciones se anexan.

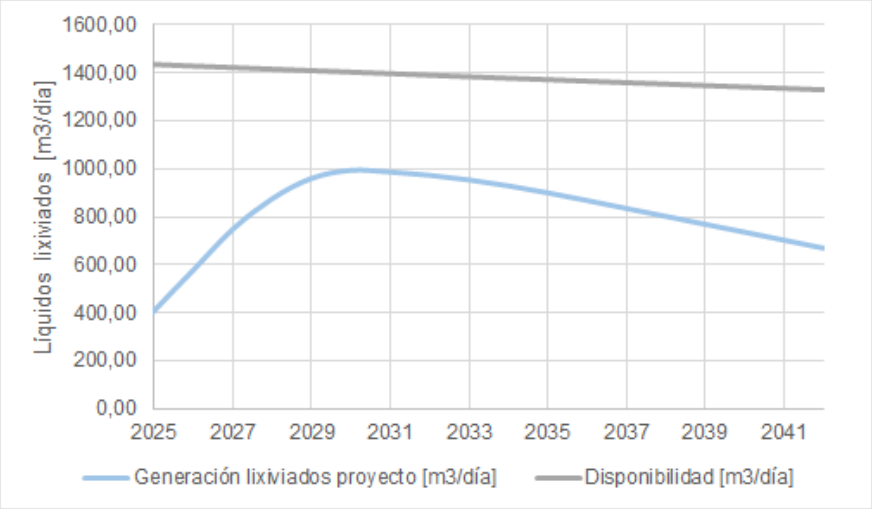


Figura 7.2-4 Proyecciones de generación de líquidos lixiviados y disponibilidad.

Finalmente, para la localización de Campo de Mayo, se evalúa la última restricción que es la del acceso al espacio físico. Según los cálculos obtenidos del dimensionamiento del relleno sanitario y del layout del predio, se estima un requerimiento total de aproximadamente **76 hectáreas.** En

Campo de Mayo se halla localizada la Guarnición Militar Campo de Mayo, que ocupa un predio de 5000 hectáreas, la mayoría desocupadas, algunas de las cuales lindan con los rellenos sanitarios y plantas de extracción de biogás: Complejo ambiental Norte III CEAMSE, Plantas de extracción de biogás Norte IIIA y planta de extracción de biogás Central Buen Ayre.

Para seleccionar de todas las hectáreas desocupadas cuáles son idóneas para la instalación del predio, se debe tener en consideración que:

1. Deben estar desocupadas para poder ser compradas (condición impuesta en subastas de terrenos anteriores).
2. Deben localizarse lo más cercanas al nodo Rotonda posible para minimizar las pérdidas en los cables.
3. Como en la Guarnición Militar hay un aeródromo los rellenos sanitarios deben estar a al menos 3000 metros de la base aérea.
4. Lejano a zonas urbanas.
5. No debe interrumpir rutas

Se analizan los siguientes terrenos:

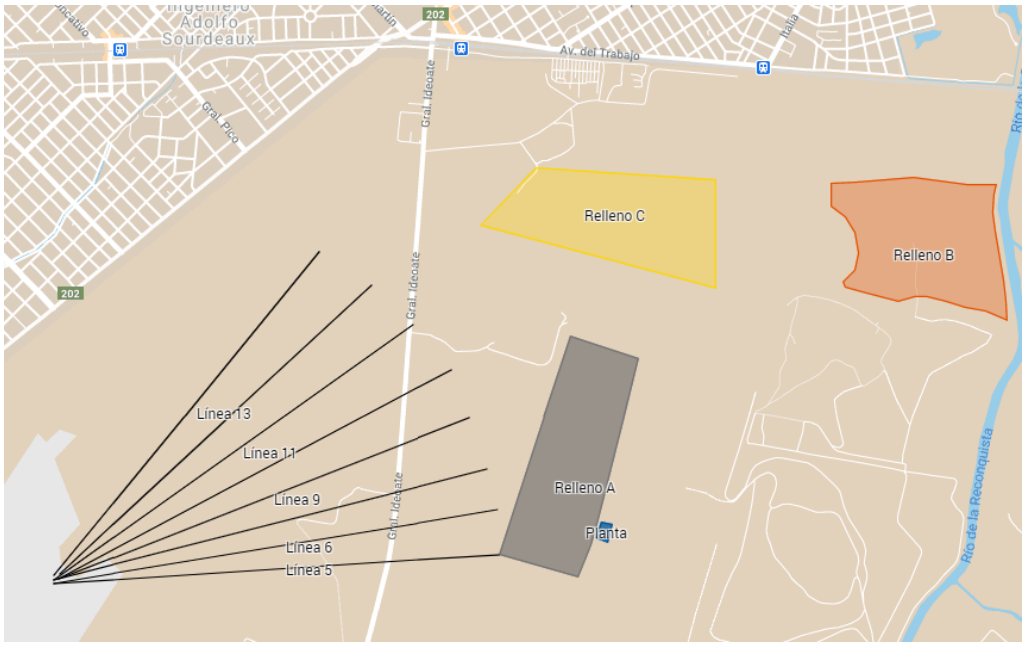


Figura 7.2-5 Posibles terrenos para el proyecto.

A los terrenos elegidos se puede acceder por la autopista Camino del Buen Ayre, la Avenida General Ideoate, o la Avenida del Trabajador. Estos terrenos cumplen con todos los requerimientos necesarios para la implementación de un proyecto de la naturaleza de estudio y están localizados

en el mismo predio que el complejo Norte III de CEAMSE, de donde se deberá recolectar la materia prima y a donde se realizará el tratamiento de los líquidos lixiviados. Nótese que al localizar la usina en el perímetro de las instalaciones de CEAMSE, los líquidos lixiviados podrán ser bombeados desde los rellenos sanitarios hasta la planta de tratamiento.

El terreno A y B están pegados al CEAMSE, el A presenta el beneficio de la cercanía a la subestación mientras que el B está más cerca de las rutas. El terreno C está pegado a la ruta pero lejos del CEAMSE y la subestación. A continuación se muestra una tabla de decisión para comparar las alternativas:

La subestación de transformación Rotonda se halla localizada en la dirección Santa Rita 8277, Loma Hermosa, Provincia de Buenos Aires, correspondiente a un área urbana. La zona rural más cercana es aquella delimitada por la Autopista Camino del Buen Ayre, cuyo perímetro comienza a 7 kilómetros de la subestación. Se analiza la zona y se señalan las áreas ocupadas por el ejército y el área restringida por cercanía al aeródromo. Obteniéndose los siguientes resultados:

Figura 7.2-6 Área disponible.

Elección del terreno dentro del predio de Campo de Mayo					
			Terreno A	Terreno B	Terreno C
Necesidades obligatorias					

Más de 76 ha disponibles			Sí			Sí			Sí		
Distancia con el aeropuerto			Sí			Sí			No		
Lejanía con centros poblados			Sí			Sí			No		
Necesidades deseables											
Cercanía al nodo	791	61%	6km	0,56	0,34	7,5km	0,44	0,27	-	-	-
Cercanía al CEAMSE	313	24%	0km	1,00	0,24	0km	1,00	0,24	-	-	-
Cercanía a las rutas	198	15%	1,8km	0,42	0,06	1,3km	0,58	0,09	-	-	-
TOTAL					0,64			0,60			-

Tabla 7.2-2 Matriz de seleccion de terrenos.

Teniéndose todos los factores anteriormente mencionados en consideración, se determina que el área que minimiza la distancia al nodo cumple con todos los requisitos necesarios es el área que se detalla a continuación:

Figura 7.2-7Localización del relleno sanitario.

Figura 7.2-8 Localización de la usina.

A los terrenos elegidos se puede acceder por medio del que conecta al relleno con la autopista Camino del Buen Ayre, cumple con todos los requerimientos necesarios para la implantación de un proyecto de la naturaleza de estudio y está localizado en el mismo predio que el complejo Norte III de CEAMSE, de donde se deberá recolectar la materia prima y a donde se realizará el tratamiento de los líquidos lixiviados. Nótese que al localizar la usina en el perímetro de las instalaciones de CEAMSE, los líquidos lixiviados podrán ser bombeados desde el relleno sanitario hasta la planta de tratamiento.

Para la selección de la localización prioriza la localización en parque industriales, donde se goza de ciertos beneficios impositivos, ya que se requiere un territorio muy extenso, mayor a los lotes de los parques industriales, y ésta y condiciones geográficas de la zona son, entre otras, limitantes.

Conclusión del capítulo de ingeniería

Las principales conclusiones del capítulo de ingeniería son la demanda de dotación y maquinaria durante la vida útil del proyecto, las cuales se pueden consultar en el balance de línea. Una conclusión crítica del balance de línea es que no será conveniente licitar 10 MW, sino 9,77 ya que sino la maquinaria de mayor inversión, los motogeneradores, estarán subutilizados en un 17%. Se estima, además, que la vida útil del proyecto, planteada de 20 años durante el análisis de mercado no podrá ser superior a los 15 años, ya que este es el período luego del cual culmina la vida útil de los motogeneradores, maquinaria de mayor inversión; para los cuales no será viable económicamente realizar un overhauling que aumente su vida útil.

Como consecuencia del balance de línea se estima que la inversión necesaria esperada para llevar a cabo el proyecto es de US$32.000.000 aproximadamente, valor que se estudiará en mayor

profundidad y con mayor detalle en el capítulo económico financiero. Para la estimación del valor esperado de la inversión se lo hace tomando un radio de influencia de los pozos de extracción de 30 metros, el cual podrá tomar cualquier valor entre 25 y 35 metros. Se estima que el aumento en la inversión esperada producida por un aumento de 30 a 35 metros en el radio de influencia será del 1,24% y la disminución en caso de ser 25 metros el radio de influencia del 2,03%.

Además, se construir la curva de CAPEX, se concluye que el principal driver de costos del proyecto es el acceso al terreno, el cual será la principal limitante a la potencia instalada del proyecto. Además, se estima un OPEX anual de US$ 3.337.112. Por otro lado, otra conclusión resultante del balance de línea es el impacto ecológico del proyecto; se espera que el proyecto tenga un impacto ecológico positivo debido a la quema del metano, el cual se traduce en una reducción de 5500 MM de toneladas de CO_2 equivalente debidos a la ejecución del proyecto.

Finalmente, otra de las conclusiones principales del análisis de ingeniería es la escala de materia prima requerida, en términos de residuos sólidos urbanos. Se concluye que la única provincia en la cual es viable la instalación de una usina eléctrica a biogás obtenido de rellenos sanitarios de capacidad instalada de 9,77 MW es la provincia de Buenos Aires, dentro de la cual el proyecto es únicamente viable en AMBA. Esto ocurre debido a que el proyecto demanda para la obtención de biogás suficiente el 41,7% de los RSUs anuales producidos en AMBA, cantidad que ninguna otra provincia podrá suministrar. En términos de microlocalización, se determina que la localización idónea para la instalación es en Campo de Mayo debido a restricciones de acceso al espacio físico y de capacidad de los nodos de interconexión a SADI. Respecto de la calidad de los RSUs, se realizan escenarios de reciclaje de residuos, los cuales tienen un impacto positivo en el proyecto, demandándose un 5% menos de hectáreas para rellenos sanitarios.

III CAPÍTULO ECONÓMICO-FINANCIERO

Introducción al capítulo económico-financiero

El tercer capítulo del análisis de prefactibilidad de una usina eléctrica a biogás obtenido de rellenos sanitarios es el análisis económico-financiero. El principal output de este capítulo serán las proyecciones de distintos indicadores económicos y financieros durante la vida útil del proyecto, que determinarán la viabilidad económica del mismo. Será relevante conocer los flujos de fondos del proyecto y el costo promedio ponderado del capital, para a partir de estos conocer el valor actual neto del proyecto. A su vez, indicadores financieros de interés serán la TIR y la TOR.

Para el desarrollo del estudio se parte de dimensionar la inversión y los costos asociados a la realización del proyecto. A partir de los cronogramas de inversiones y demanda de recursos se realizarán el flujo de fondos del proyecto, del inversionista y de la deuda, ya que parcialmente el

proyecto será financiado por terceros. Además, se desarrollarán los balances proyectados durante el proyecto. Será relevante conocer, además, para el desarrollo del proyecto cuales son las distintas estructuras de financiación a las que se podrá acceder y el régimen impositivo que graba al proyecto.

1. Proyecciones macroeconómicas

Como se verá más adelante en el desarrollo de esta entrega, la estructura de costos del proyecto es dependiente de variables macroeconómicas como el tipo de cambio nominal y real, la inflación en dólares y la inflación en pesos. Así, como punto de partida de esta entrega será necesario calcular proyecciones a largo plazo de cada una de las variables relevantes.

Cada una de las proyecciones realizadas se detallan a continuación.

1.1. Proyección de inflación en AR$

La primera de las proyecciones realizada fue la proyección de inflación en AR$. Para ello, se parte de datos históricos de inflación en Argentina (desde 2002 en adelante para no distorsionar las proyecciones con outliers) y en otros países de la región con comportamientos económicos similares como ser Bolivia, Chile, México, Paraguay y Perú (tomando datos para estos países desde 1971.

Para cada uno de los países de la región seleccionado se estudiaron períodos inflacionarios altos y su estabilización. Para todos los países salvo México se observó que los períodos de estabilización inflacionaria podían ser adecuadamente representados por una función exponencial negativa como se detalla en las gráficas a continuación:

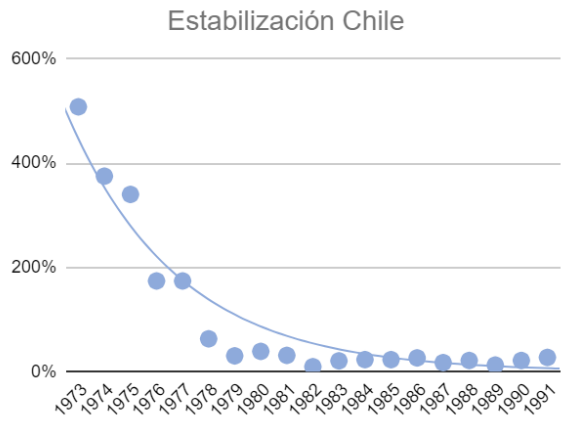


Figura 1.1:Estabilización de Chile y Perú.

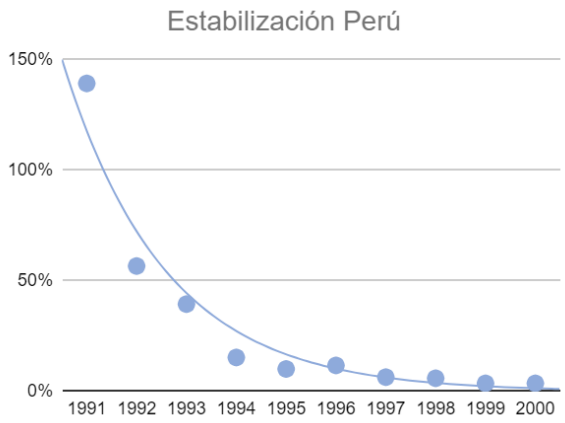


Figura 1.2. Estabilización de Perú.

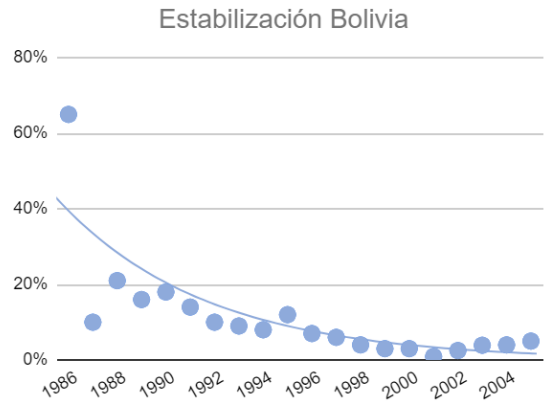


Figura 1.0-1.Estabilización Bolivia.

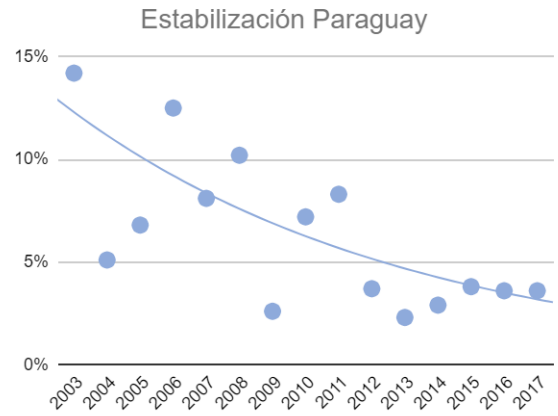


Figura 1.0-2. Estabilización Paraguay.

En base a esto, se toma el supuesto que un proceso de estabilización inflacionaria en Argentina se va a comportar de manera análoga a este en países de la región, por lo que se propone un modelo de proyección de inflación en moneda nacional que siga el comportamiento de una exponencial negativa. Así, se calcula el promedio de la inflación estabilizada en la región, de 3,56% interanual y el período que le toma a los países de la región en promedio alcanzar la estabilidad inflacionaria, el cual resulta de 13 años.

Finalmente, teniendo en cuenta los datos anteriores y los valores históricos de inflación en Argentina se realiza una proyección a largo plazo, tomando un modelo de decrecimiento exponencial y estabilización en un valor del 3,56% interanual monótono, valor que según el modelo se alcanzará en 13 años. Se obtienen los siguientes resultados:

Figura 1.0-3. Proyección de inflación en AR$.

Los valores proyectados se anexan.

1.2. Proyección de inflación en US$

La siguiente proyección macroeconómica necesaria será la de inflación en US$, la cuál será indispensable para calcular el valor futuro de ciertas cuentas. De observar los datos históricos, es posible observar que esta variable es relativamente estable y normalmente oscila alrededor de un nivel promedio, como es posible observar en el gráfico a continuación:

Figura 1.0-4. Proyección de inflación en US$.

Dado que la variable se parece comportarse de manera estable en torno al 2%, para tomar datos proyectados de esta variable a largo plazo no será necesario realizar una proyección, sino que se tomarán como datos proyecciones del Fondo de Comercio Internacional, las cuales son coherentes con el comportamiento esperado. Este supuesto se considera lo suficientemente correcto ya que las metas de inflación de la reserva federal suelen cumplirse con un error muy pequeño. Los datos se anexan.

1.3. Proyección de tipo de cambio real

La tercera de las proyecciones macroeconómicas a realizar es el tipo de cambio real a largo plazo. Para realizar esta proyección se evaluaron distintos modelos, y se optó por un modelo exponencial desarrollado por la Reserva Federal del Banco Central de Estados Unidos y el Banco Central Europeo. Este modelo fue estudiado en más de 15 países y en todos se logró una buena capacidad predictiva.

En base a los resultados del estudio realizado en los 15 países donde se estudió el modelo, se toma el supuesto que la vida media del valor del peso es de 5 años y que se estabiliza el crecimiento al valor medio de estabilización de los países de estudio.

A base 2002, los datos históricos del tipo de cambio real se comportan según se detalla en el siguiente gráfico:

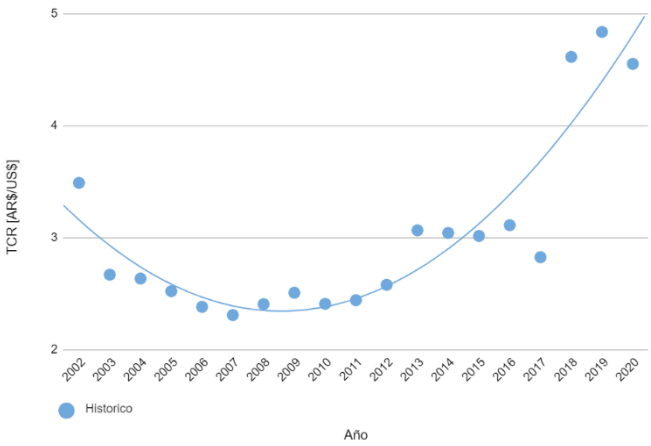


Figura 1.0-5. Tipo de cambio real histórico base 2002.

Aplicando el modelo se obtienen las siguientes proyecciones a largo plazo para tipo de cambio real a base 2002:

Figura 1.0-6. Proyección tipo de cambio real a base 2002.

Los valores proyectados se anexan.

1.4. Proyección de tipo de cambio nominal

Finalmente, habiendo proyectado tanto inflación en AR$ como en US$ y el tipo de cambio real, se proyecta el tipo de cambio nominal utilizando la siguiente fórmula:

$$TCN = TCR * \frac{Inflación\ acumulada\ AR\$}{Inflación\ acumulada\ US\$} \quad (32)$$

Donde:

TCN: Tipo de cambio nominal.

TCR: Tipo de cambio real.

Se obtienen las siguientes proyecciones:

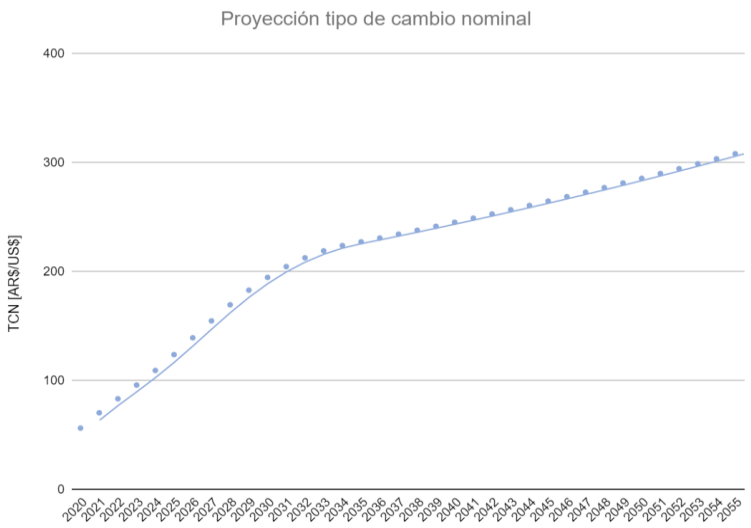


Figura 1.0-7. Proyección de tipo de cambio nominal.

Los valores proyectados se anexan.

2. Dimensionamiento de los costos y de la inversión

Para dimensionar los costos del proyecto se comienza por separar los costos en dos tipos de costos: CAPEX, es decir, costos de capital e inversión, y OPEX, es decir, costos de operación. A continuación, en el presente apartado se dimensionarán las inversiones necesarias para el funcionamiento de la usina eléctrica a biogás obtenido de rellenos sanitarios que se estudia.

2.1. Cuantificación de inversiones

Para el dimensionamiento de la inversión se segmenta a la inversión en tres clases; sean estas: inversión en bienes inmuebles y construcción de los rellenos sanitarios, inversión en maquinaria y otras inversiones. Para dimensionar las inversiones año a año se toma como input el balance de necesidades dimensionado en la entrega de ingeniería, así como también el cronograma de

inversiones, en el cual asume que la inversión se realiza el año inmediatamente anterior al año en que la maquinaria u obra entra en operación.

Como punto de partida, se los recuerda en el siguiente cuadro:

Inversiones por realizar en 2023	
Compra de hectáreas para relleno sanitario	16,13 hectáreas
Compactadores de RSUs	2 compactadores Caterpillar 836K
Inversiones por realizar en 2024	
Compra de hectáreas para relleno sanitario	14,51 hectáreas
Instalación de pozos de extracción	104 pozos[2]
Compra de sopladores	1 soplador Hoffman & Lamson
Compra de cámaras de condensado	1 cámara GreenBox MR-M201
Compra de antorchas	1 antorcha Conveco
Inversiones por realizar en 2025	
Compra de hectáreas para relleno sanitario	12,90 hectáreas
Instalación de pozos de extracción	72 pozos
Compra de antorchas	1 antorcha Conveco
Inversiones por realizar en 2026	
Compra de hectáreas para relleno sanitario	12,90 hectáreas
Instalación de pozos de extracción	83 pozos
Compra de antorchas	1 antorcha Conveco
Compra de intercambiadores de calor	1 intercambiador GreenBox MR-M201
Compra de separadores centrífugos	1 separador Kelburn Engineering
Compra de filtros coalescentes	1 filtro Unitecno
Compra de filtros de siloxanos	1 filtro PpTek BGAK 5000
Compra de motogeneradores	**5 motogeneradores Caterpillar G3520C**
Compra de transformadores	**5 transformadores Fohama**
Inversiones por realizar en 2027	

[2] Recuerdesé que en la entrega de ingeniería se tomaron tres escenarios de radio de cobertura de los pozos de extracción, en esta entrega para tomar el valor esperado se toma el escenario intermedio, de radio de cobertura de 30 metros por cada pozo.

Compra de hectáreas para relleno sanitario	9,68 hectáreas
Instalación de pozos de extracción	62 pozos
Compra de sopladores	1 soplador Hoffman & Lamson
Compra de antorchas	1 antorcha Conveco
Inversiones por realizar en 2028	
Compra de hectáreas para relleno sanitario	6,45 hectáreas
Instalación de pozos de extracción	42 pozos
Compra de cámaras de condensado	1 cámara GreenBox MR-M201
Inversiones por realizar en 2029	
Compra de hectáreas para relleno sanitario	2,58 hectáreas
Instalación de pozos de extracción	120 pozos
Inversiones por realizar en 2036	
Compra de filtros coalescentes	1 filtro Unitecno
Inversiones por realizar en 2038	
Compra de cámaras de condensado	1 cámara GreenBox MR-M201
Inversiones por realizar en 2039	
Compra de cámaras de condensado	1 cámara GreenBox MR-M201

Tabla 2.0-1. Cronograma de inversiones.

Habiendo definido cuales son las inversiones en maquinaria y en la construcción del relleno sanitario se procede a dimensionar monetariamente a cada una.

2.2. Inversión en bienes inmuebles y construcción de rellenos sanitarios

Se comienza por dimensionar la inversión en bienes inmuebles, en la construcción de los rellenos sanitarios y en la obra civil de la planta generadora. Para dimensionar este tipo de inversión se deben tener en cuenta tres tipos de costos: el costo de compra de los terrenos, el costo de la obra civil de construcción de los rellenos sanitarios, el costo de compra e instalación de los pozos de extracción y el costo de la construcción de la usina eléctrica.

Para estimar el costo de compra e instalación de los pozos de extracción de los rellenos sanitarios y el sistema de extracción, se lo hizo en base a cotizaciones realizadas a CEAMSE por los pozos que abastecen a la planta Norte III A. Se arriba a un valor de US$ 10.084 por pozo a valor de 2020. Para actualizar este valor a valor futuro al año de instalación se lo afecta por la inflación en dólares y para transformarlo al valor en pesos argentinos se lo multiplica por el tipo de cambio nominal proyectado.

Por otro lado, para dimensionar los costos de la obra civil y de la adquisición de los terrenos para la construcción de los rellenos sanitarios y de la planta generadora se toman los costos de construcción y compra calculados en la entrega de ingeniería. Nuevamente, el costo obtenido es a moneda de 2020, por lo que para actualizarlo a valor futuro se lleva a cabo el mismo procedimiento que para actualizar el valor de los pozos. En terrenos de zonas bajas, en áreas semi rurales, de imposible uso para otro tipo de actividad económica por las condiciones ambientales se arriba a un costo de US$ 15/m^2 por la construcción de los rellenos sanitarios, US$ 10/m^2 por la construcción de la usina y US$ 10/m^2 para la compra de los terrenos, sin IVA incluido.

2.3. Inversión en maquinaria

Habiendo dimensionado la inversión en bienes inmuebles y en la construcción de los rellenos sanitarios y de la usina de generación eléctrica, se procede por dimensionar económicamente la inversión en maquinaria.

Para ello se contactó a los proveedores de cada una de las maquinarias, a quienes se les solicitó una cotización. Cada uno de los proveedores contactados se detallan a continuación: para la maquinaria Caterpillar, se contactó a la empresa que tienen la concesión en Argentina, sea esta Finning Cat; por otro lado, para la cotización de los transformadores Fohama se estableció contacto a la empresa Fohama Electromecánica SRL.; para la cotización de los sopladores Hoffman & Lamson se contactó a su representante en Argentina, la empresa Gardner Denver. Por su parte, para consultar el costo de las cámaras de condensado GreenBox se contactó a la misma empresa GreenBox, de igual manera que la tasación de las antorchas Conveco estuvo a cargo de Conveco y la del separador centrífugo a cargo de Kelburn Engineering. Finalmente, para la evaluación del filtro de siloxanos se consultó a Pp Tek y para la del filtro coalescente a Unitecno.

A valor actual de 2020, el valor de cada una de las maquinarias es el que se detalla a continuación:

Maquinaria	Cotización unitaria sin IVA 2020 [US$ VA]
Compactador	US$ 350.000
Soplador	US$ 600.000
Cámara de condensado	US$ 50.000
Antorcha	US$ 62.676
Intercambiador de calor	US$ 210.000
Separador centrífugo	US$ 12.000
Filtro coalescente	US$ 16.000
Filtro de siloxanos	US$ 150.000
Motogenerador	US$ 1.783.333

Transformador	US$ 26.000

Tabla 2.0-2. Costo de la maquinaria.

Teniendo en cuenta el valor actual cotizado de cada una de las maquinarias, se convierte este en valor futuro del año en el cual se realiza la erogación según lo detallado en el cronograma de inversiones afectando por la inflación interanual proyectada en dólares. Luego, considerando que la erogación se realiza en moneda de curso corriente, se afecta al valor futuro en dólares por el tipo de cambio nominal proyectado.

El flujo de fondos de las inversiones en maquinaria se puede consultar en el archivo de Excel que acompaña a esta entrega, pero las mismas se exponen en el gráfico a continuación.

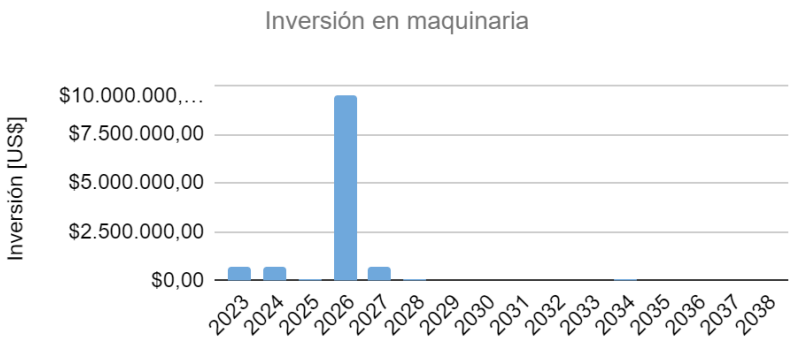


Figura 2.1. Inversión en maquinaria del proyecto (US$).

Cómo es posible observar, el año con mayores inversiones es el 2026, cuando se debe comprar la maquinaria para la puesta en marcha del proyecto, en particular los motores que representan a inversión mayoritaria. Para poder apreciar la escala de las inversiones de los demás años se presenta el siguiente gráfico, donde no se contempla la inversión de 2026:

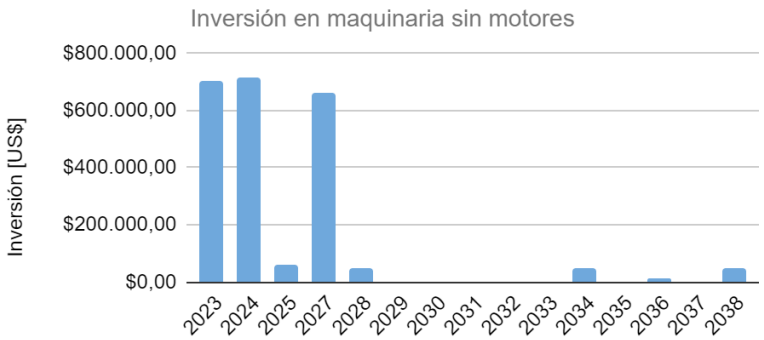


Figura 2.2. Inversión en maquinaria del proyecto inversión de 2026 (US$).

2.4. Otras inversiones

Además de la inversión en maquinaria y bienes muebles se realizan otras inversiones a lo largo de la vida útil del proyecto, sean estas inversiones de puesta en marcha e inversiones en activo de trabajo. Cada una de estas inversiones se detallan a continuación.

a. Inversión de puesta en marcha

En esta sección se incluyen las inversiones de investigación y desarrollo (I+D), de equipamiento de medición y de diseño y registro necesarias para la puesta en marcha del proyecto.

Las inversiones de I+D refieren al valor de la orientación para el desarrollo de proyectos que presenta las consideraciones tecnológicas, económicas y regulatorias que afectan la viabilidad y el éxito de los proyectos de biogás de relleno sanitario. Por su naturaleza, esta inversión debe ser realizada antes de cualquier otra operación o acción del proyecto, y es por eso que se realiza en el 2022. Su valor se estima en US$ 35.000 según una investigación realizada en proyectos similares en el CEAMSE.

Los equipos de medición son aquellos necesarios para el monitoreo de algunos parámetros de operación. Estos equipos medirán el flujo total, la presión, la temperatura, la composición del biogás, la potencia entregada, entre otras variables, para asegurarse del correcto funcionamiento de la planta, y deben ser adquiridos antes de que el sistema de desgasificación empiece a operar, esto es, en el año 2024. Se investigó con proveedores de estos equipos para la industria y también comparando con esta misma inversión en la Central Buen Ayre de CEAMSE, y su valor se estima en aproximadamente US$ 200.000 VA, lo que llevado al 2024 con las proyecciones macroeconómicas realizadas da aproximadamente US$ 221.000.

Inversiones en diseño y registro son necesarias para el diseño y asesoría de la construcción, de la obra y su título en el registro correspondiente. Según cotizaciones con personas de esta actividad, se estima esta inversión en US$ 130.000 VA, que resultan en US$ 140.400 en el año 2023, que es el año en el cual ocurre el desembolso.

Finalmente, se resumen estas tres inversiones en la siguiente tabla:

Año	I+D	Equipo de medición	Diseño y registro
2022	US$ 35.066,88	US$ 200.000	US$ 129.533
2023	US$ 0,00	US$ 0,00	US$ 140.421,05
2024	US$ 0,00	US$ 221.112	US$ 0,00
2025	US$ 0,00	US$ 0,00	US$ 0,00
2026	US$ 0,00	US$ 0,00	US$ 0,00
…	US$ 0,00	US$ 0,00	US$ 0,00

Tabla 2.0-3. Inversión de puesta en marcha.

b. Inversión en activo de trabajo

Aquí se tendrán en cuenta las inversiones en activos necesarias para la operación corriente del proyecto, esto es, a corto plazo. Se componen de créditos por ventas, disponibilidad en caja mínima y el stock de seguridad de repuestos (filtros).

Para los créditos por ventas, se toma un plazo promedio de cobranza de 2 meses, que es el plazo promedio de pago de CAMMESA, según las investigaciones realizadas de los plazos típicos de esta compañía, luego en el análisis de riesgos se analizará el impacto del atraso en esta cobranza.

La disponibilidad en caja mínima se estima en un 7,5% de las ventas del período, necesaria para garantizar su funcionamiento ante imprevistos y evitar situaciones de insolvencia. Este porcentaje fue estimado a partir de estudios de las relaciones Caja/Ventas de empresas proveedoras de energía en la región.

Finalmente, el stock de seguridad de repuestos se compone de aquellos para la cámara de condensado y el filtro de siloxanos. Se considera una permanencia en stock de 6 meses de estos repuestos, necesarios para cubrir los tiempos de envío y los trámites de entrada al país, por ser partes importadas.

El cronograma de inversiones en el activo de trabajo se detalla en el gráfico a continuación:

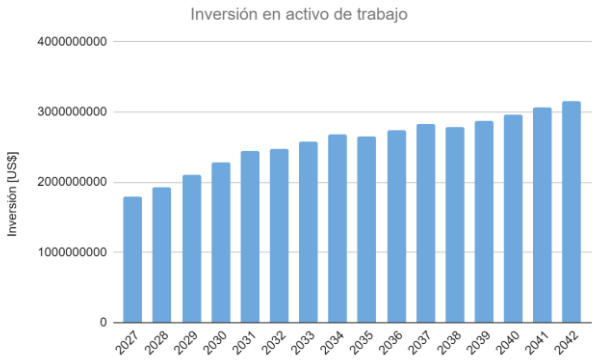


Figura 2.3. Inversión en activo de trabajo (US$).

A modo de conclusión, es posible observar que la mayor de las inversiones es la inversión en maquinaria. Por otro lado, respecto a la naturaleza de la inversión del proyecto en términos genéricos, esta se ha dolarizado en la industria, por lo que dependerá fuertemente del valor del dólar su proyección y/o valor futuro.

2.5. Composición de la inversión

De lo anterior se puede concluir que la mayor parte de la inversión se halla indexada al valor del dólar. A continuación, se grafica la composición del precio por moneda en la que se realizan o en la que se hallan indexadas:

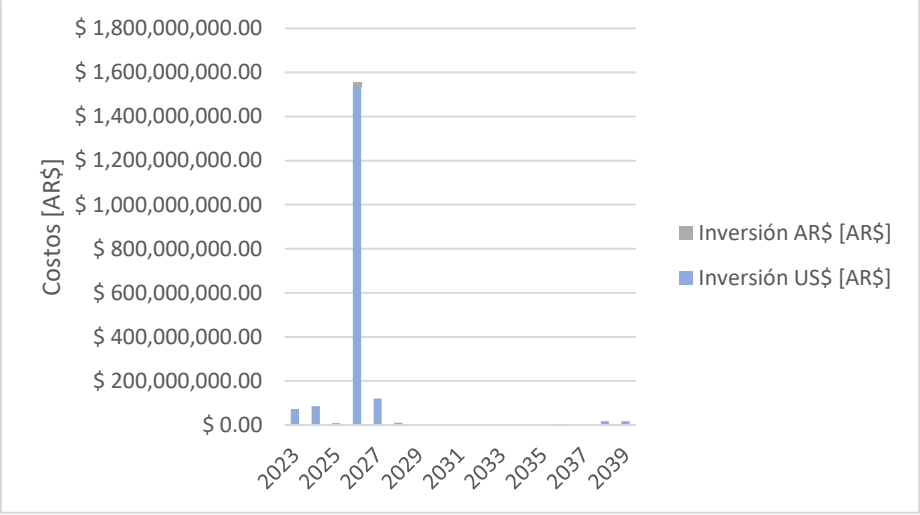


Figura 2.4. Composición de la inversión según moneda.

Como es posible observar en la gráfica, la inversión indexada al valor del peso es imperceptible, en comparación a la inversión en dólares o indexada al valor del dólar.

2.6. Costos operativos variables

Habiendo dimensionado económicamente las inversiones, se procede por dimensionar los costos operativos.

1. Mano de obra directa

El primero de los costos operativos variables para considerar es el de la mano de obra directa. En mano de obra directa están incluidos los salarios y las cargas sociales correspondientes a los operarios de disposición y compactación de residuos, operarios dedicados a la operación de la planta y técnicos de motores e instalaciones eléctricas; siempre que se hallen operativos en su puesto.

Para el cálculo de los salarios a pagar anualmente se tiene en cuenta la estructura de la empresa año a año, tomada como dato del trabajo desarrollado en la entrega de ingeniería, así como los salarios medios de cada puesto en la industria. Se prevé que a cada operario se le pagan 13 salarios anualmente, uno por cada mes más el aguinaldo. A valor de 2020, se estima que los salarios mensuales por tipo de empleado son de:

Empleado	Salario mensual [AR$ a V.A.]
Operarios de compactación	AR$ 25.000
Operarios de operación de planta	AR$ 25.000
Técnicos	AR$ 45.000

Tabla 2.0-4. Salarios MOD.

Téngase en cuenta que todos trabajan jornadas reducidas de 4 horas efectivas por día, 5 días a la semana. Para actualizar este valor anualmente se lo afecta por la inflación en pesos proyectada.

Por otro lado, para el cálculo de los aportes se toman las tasas dispuestas por la AFIP; sean estas: 16% de aportes patronales, 2% de aportes a PAMI a cargo del empleador, 6% de aportes a obras sociales a cargo del empleador, 1,5% de aportes a cargo del empleador al fondo nacional de empleo y 0,03% del valor del salario de aportes al seguro de vida obligatorio. Para los aportes a la ART se calcula en base al salario medio que estás son del 0,38% del salario. Todas las tasas mencionadas anteriormente totalizan aportes al empleador equivalentes al 25,91% del valor del salario. Se asume que esta alícuota se mantiene constante durante toda la vida útil del proyecto.

El flujo de fondos asociado a este costo se puede consultar en el archivo de Excel que acompaña esta entrega.

2. Tratamiento de líquidos lixiviados variable

Como se mencionó en la entrega económica, los líquidos lixiviados se bombearán a CEAMSE, donde serán adecuadamente tratados. Por este servicio será necesario pagar una tasa a CEAMSE.

En el proyecto, los costos de tratamientos de líquidos lixiviados serán de dos clases: costos fijos y costos variables. Los primeros son los costos por tratar los líquidos lixiviado que se generan dentro del relleno sanitario, los cuales deben ser capturados y pretratados previamente a su deposición final; mientras que los segundos son los líquidos lixiviados que se capturan por arrastre con el biogás que es trasladado hacia la usina de generación eléctrica y debe ser separado del biogás. Aquí, se dimensionan los costos variables del tratamiento de líquidos lixiviados.

Para calcular los costos variables del tratamiento de líquidos lixiviados se parte del flujo de líquidos lixiviados separados del biogás año a año, el cual se calculó en la entrega de ingeniería en el balance de línea. Además, para calcular dicho costo será necesario conocer el canon a pagar a CEAMSE; para eso, se consultaron cotizaciones de tratamiento de líquidos lixiviados y se abordó un costo de 10 US$/$m^3$ de líquidos lixiviados extraídos. Para el cálculo del valor futuro de esta tasa se la afecta por la inflación acumulada en dólares, y se la convierte a pesos argentinos con el tipo de cambio nominal.

Los costos anuales asociados a este servicio se pueden consultar en el archivo de Excel que acompaña a esta entrega.

3. Consumo eléctrico variable

El último de los consumos variables será la electricidad. Existen dos posibilidades de consumo: autoconsumo o alimentar la planta de la red eléctrica. En este caso se va a optar por la segunda de las opciones ya que el precio de compra de la energía es de US$ 60, mientras que el precio de licitación esperado es de US$ 128; así, se sobreentiende que la energía producida es de un valor económico superior a la consumida, por lo que se contratará este servicio.

Se considera que la única maquinaria con consumos energéticos considerables es aquella que tenga partes móviles, es decir, los sopladores, el intercambiador de calor y las bombas para el traslado de líquidos lixiviados. Así, como existe un tratamiento de líquidos lixiviados fijo y uno variable, también lo existirán los consumos de bombeo. Para calcular el consumo eléctrico de la maquinaria año a año se toma la cantidad de máquinas operativas en dicho período y su consumo eléctrico específico. Los consumos eléctricos específicos se consultan en los catálogos de los proveedores. Se convierte el fondo a pesos argentinos con el tipo de cambio nominal.

Los costos anuales asociados a este servicio se pueden consultar en el archivo de Excel que acompaña a esta entrega.

Los costos operativos variables año a año en pesos corrientes se pueden observar en el siguiente gráfico:

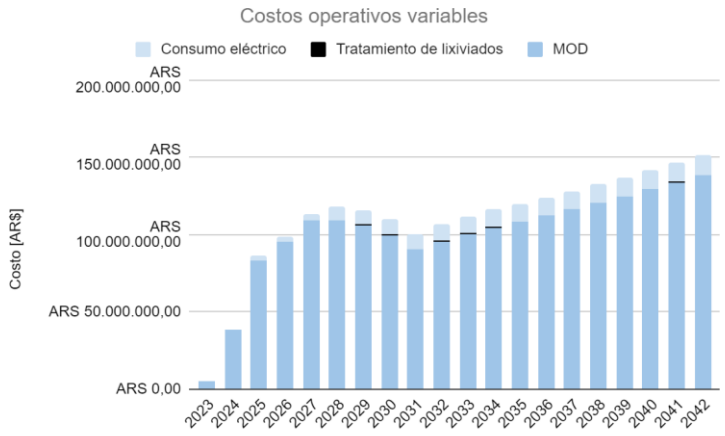


Figura 2.5. Costos operativos variables [AR$].

2.7. Costos operativos fijos

1. Mano de obra indirecta de fabricación

El primero de los costos operativos fijos para considerar es el de la mano de obra indirecta. En mano de obra indirecta están incluidos los salarios y las cargas sociales correspondientes al jefe de planta, al responsable de generación eléctrica y al jefe de calidad y medio ambiente; siempre que se hallen operativos en su puesto.

De manera análoga al dimensionamiento de los salarios a pagar anualmente por la mano de obra directa, se toma el salario mensual medio de la industria, se lo multiplica por la cantidad de empleados de la clase que hay en cada año y para anualizarlo se lo afecta por un valor de 13 para contemplar todos los salarios del mes y el pago de un aguinaldo por año por empleado. A valor de 2020, se estima que los salarios medios por tipo de empleado son:

Empleado	Salario mensual [AR$ a V.A.]
Jefe de planta	AR$ 110.000
Encargado de generación de energía eléctrica	AR$ 110.000
Jefe de calidad y medio ambiente	AR$ 110.000

Tabla 2.5. Salarios MOI.

Los valores se actualizan a valor futuro por la inflación interanual en pesos.

El cálculo de las contribuciones patronales se realiza de manera análoga al de las contribuciones patronales de la mano de obra directa, correspondientes al 25,91% del valor del salario.

El flujo de fondos asociado a este costo se puede consultar en el archivo de Excel que acompaña esta entrega.

2. Mantenimiento

Para el cálculo de los costos de mantenimiento se debe tener en cuenta el plan de mantenimiento desarrollado en la entrega de ingeniería. Teniendo el plan mencionado anteriormente, se calcula el costo de mantenimiento por tipo de maquinaria. Se define que las maquinarias que recibirán mantenimiento todos los años que estén operativas son: los compactadores de residuos sólidos urbanos, los sopladores, las cámaras de condensado, los filtros de siloxanos y los motogeneradores.

Para el cálculo del mantenimiento anual de la maquinaria Caterpillar, sean estos los motogeneradores y los compactadores de residuos sólidos urbanos, se consulta una cotización a Finning Cat en base al plan de mantenimiento. Para el mantenimiento de los sopladores se pide cotización a Hoffman & Lamson y para el mantenimiento de las cámaras de condensado se solicita cotización a Unitecno; todas las cotizaciones se realizan en base al plan de mantenimiento desarrollado en la entrega de ingeniería.

Cada uno de los proveedores cotiza los siguientes costos medios durante la vida útil de la maquinaria:

Equipo	Mantenimiento unitario por trabajo de mantenimiento [US$ VA]	Frecuencia de mantenimiento anual [mantenimiento/año]
Compactadores	US$ 9000	3
Motogeneradores	US$ 9000	12
Sopladores	US$ 18.000	2
Cámaras de condensado	US$ 100[3]	6

Tabla 2.6. Costo de mantenimiento maquinaria Caterpillar.

Para calcular el flujo de fondos asociado a este costo, se contempla la cantidad de maquinarias que hay de cada tipo por año durante la vida útil del proyecto y se lo actualiza a valor futuro por la inflación en dólares y se lo pesifica con el tipo de cambio nominal.

El flujo de fondos asociado a este costo se puede consultar en el archivo de Excel que acompaña esta entrega.

3. Seguros

Se deben pagar seguros por la maquinaria cuando esta esté en uso. Según datos de pólizas pasadas de CEAMSE se estima que la tasa media a pagar durante toda la vida útil de cada maquinaria es aproximadamente del 1,5% del valor de compra de la maquinaria, sin IVA incluido. Para estimar las actualizaciones de la prima, se calcula anualmente el 1,5% del valor en dólares y se lo actualiza por el tipo de cambio a valor del momento de la erogación.

Los costos anuales asociados a este servicio se pueden consultar en el archivo de Excel que acompaña a esta entrega.

4. Costo de tratamiento de lixiviados fijos

El costo fijo de tratamiento de lixiviados es aquel correspondiente al tratamiento de los líquidos lixiviados generados dentro del relleno sanitario, los cuales se deben evacuar para asegurar que no se contaminen las napas. Para calcular este costo se toman como input las proyecciones de bombeo de líquidos lixiviados de los módulos sanitarios a CEAMSE calculadas en la entrega de ingeniería.

[3] Este tipo de mantenimiento corresponde al cambio de un filtro, no a un servicio integral de mantenimiento de la maquinaria, como si ocurre con el resto de los equipos.

La tasa por metro cúbico tratado es la misma que para el tratamiento variable de los líquidos lixiviados, por lo que el procedimiento de cálculo de este costo es análogo.

Los costos anuales asociados a este servicio se pueden consultar en el archivo de Excel que acompaña a esta entrega.

5. Consumo eléctrico fijo

El consumo eléctrico operativo fijo es aquel correspondiente al consumo de las bombas que conducen el líquido lixiviado que se genera en el predio a la planta de tratamiento. El método de cálculo del consumo anual y su monetización es análogo al del consumo eléctrico variable.

Los costos anuales asociados a este servicio se pueden consultar en el archivo de Excel que acompaña a esta entrega.

6. Amortizaciones

Las amortizaciones de la maquinaria, de los rellenos sanitarios y de la obra civil se consideran un gasto operativo fijo, aunque no así una erogación.

Para calcular las amortizaciones anuales se hace uso de los beneficios RenovAr de amortizaciones aceleradas y se toman los siguientes períodos de amortización contable: para la maquinaria (equipo de medición, compactadores, sopladores, cámaras de condensado, antorchas, intercambiador de calor, separador centrífugo, filtros coalescentes, filtro de siloxanos, motogeneradores y transformadores) el período de amortización será de 5 años, en los que se amortiza el valor original de la maquinaria. Por otro lado, para los rellenos sanitarios y para los pozos de extracción, el período de amortización será de 40 años en los que se amortiza el valor original de la obra (de los rellenos sanitarios se amortiza la obra, naturalmente no así los terrenos).

Para el cálculo anual del valor de las amortizaciones se tiene en cuenta el cronograma de inversiones, teniendo en cuenta que las inversiones se realizan el período inmediato anterior a la puesta en marcha de la maquinaria u obra, año en que se empieza a amortizar. En cada cuota de amortización se amortiza un porcentaje del valor de la inversión en dólares y para convertirlo a valor futuro se lo afecta por el tipo de cambio nominal.

El valor año a año de las amortizaciones se puede consultar en el archivo de Excel que acompaña a esta entrega.

Los costos operativos fijos anuales en pesos corrientes, con y sin amortizaciones, se observan en las siguientes gráficas:

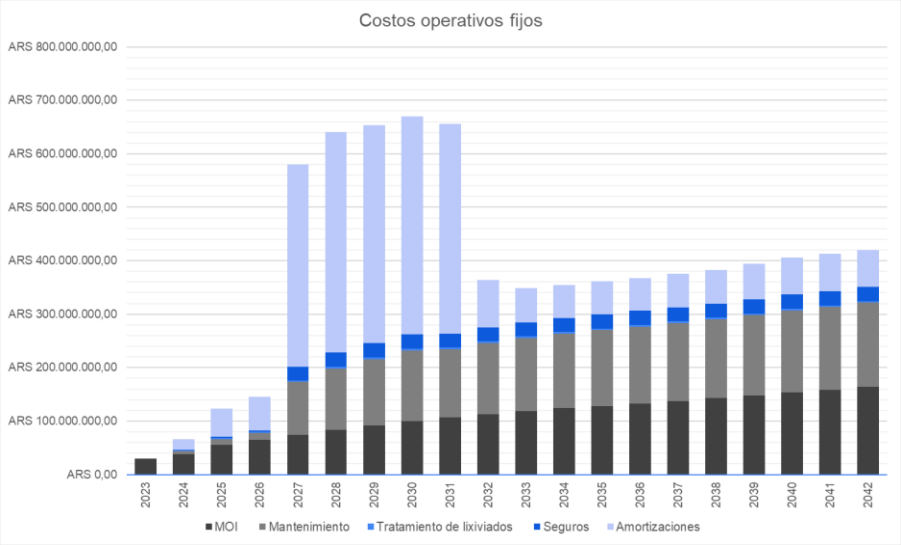


Figura 2.6. Costos operativos fijos con amortizaciones.

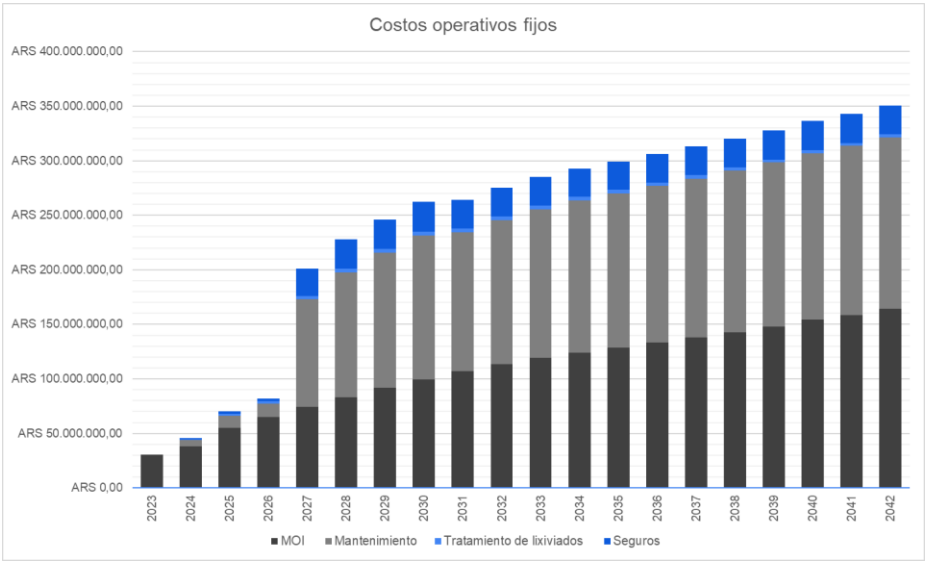


Figura 2.7. Costos operativos fijos sin amortizaciones

Notar el salto en magnitud entre los años 2026 y 2027, debidos principalmente a los nuevos gastos por mantenimiento de los equipos incorporados para la generación, y sus amortizaciones (en figura 15, excluidos en figura 16). A partir del 2027, no se obtienen mayores saltos y se observa una tendencia positiva sostenida debida a la inflación que está inmersa al ser un gráfico en AR$ corrientes.

2.8. Costos de administración y comercialización

1. <u>Personal</u>

Para la valoración económica de los costos de administración y comercialización, el primer driver de costos a considerar es el del personal, el cual se corresponde tanto con el pago de los salarios como con el pago de las contribuciones patronales. Dentro de esta categoría, se consideran los costos de personal correspondientes a los siguientes puestos de trabajo: encargado de cuentas por pagar, encargado de gestión, jefe de administración y finanzas, responsable de compras y gerente general.

Para estimar el gasto anual en cada uno de estos puestos de trabajo, se tiene en cuenta el organigrama año a año, se toman 13 salarios mensuales a pagar por puesto de trabajo y se estiman los salarios de cada puesto de trabajo. Para determinar el valor de cada tipo de salario, se toman los valores medios de la industria. Así, a 2020, el valor estimado de cada salario mensual es el siguiente:

Empleado	Salario mensual [AR$ a V.A.]
Encargado de cuentas por pagar	AR$ 45.000
Encargado de gestión	AR$ 45.000
Jefe de administración y finanzas	AR$ 110.000
Responsable de compras	AR$ 110.000
Gerente general	AR$ 200.000

Tabla 2.7. Salarios MOD.

Cada salario se actualiza con el valor de la inflación en pesos para actualizar a valor futuro al momento de la erogación del gasto.

Por último, se deben calcular las contribuciones patronales por cada salario, las cuales se realizan de manera análoga al cálculo de las contribuciones para otro tipo de personal, asumiendo una tasa constante a lo largo de la vida útil del proyecto, correspondiente al 25,91% del salario.

El flujo de fondos asociado a este costo se puede consultar en el archivo de Excel que acompaña esta entrega.

2. Amortizaciones cargos diferidos

Las amortizaciones de los cargos diferidos son aquellas de los costos de investigación y desarrollo y de diseño y registro realizados para la puesta en marcha, los cuales se amortizan en 5 años, haciendo uso de los beneficios de adhesión al plan RenovAr.

Los costos de administración y comercialización anuales en pesos corrientes se pueden observar en la siguiente gráfica:

Figura 2.8. Costos de administración y comercialización anuales.

2.9. Cuantificación de costos de cierre

Como se mencionó en la entrega de ingeniería, una vez que finaliza la vida útil del proyecto la usina se desmantela y el relleno sanitario se debe clausurar. Luego de la clausura del relleno sanitario se abandona un sistema de desgasificación activa, en el cual el biogás contenido en el relleno es succionado mediante un soplador, para adoptar un sistema de desgasificación pasiva. En este último tipo de procesos, se controla la difusión natural de los gases de modo que estos abandonen naturalmente su contenedor mediante pozos de escape.

Por otro lado, luego de la clausura del relleno sanitario y por 30 años, por ley provincial (detallada en entregas anteriores), se deberán seguir monitoreando las aguas subterráneas, para lo que se deberán construir pozos de monitoreo de aguas subterráneas, y se deberá construir canaletas perimetrales para el drenaje de líquidos lixiviados. Por último, será necesario realizar tareas de cobertura final y empastado. Debe tenerse en cuenta que la clausura y reacondicionamiento de la instalación son responsabilidad del proyectista, pero que el posterior monitoreo de las aguas y el tratamiento de los líquidos lixiviados se delegan al CEAMSE, sin costos, ya que esto es la contraprestación por el valor del tipping fee que CEAMSE cobra por cada tonelada de RSU de la que el proyectista se deshace, sin que este perciba el beneficio económico. Recuérdese que, además, durante la vida útil del proyecto, serán costos que el proyectista debe afrontar, además de la compra de los terrenos. La posibilidad de negociar con CEAMSE la no cobranza del tipping fee por el monitoreo de los rellenos sanitarios luego de su vida útil fue acordada con el directorio de CEAMSE.

Habiendo dicho lo anterior, al año de cierre del proyecto, se hará una donación a CEAMSE por los rellenos sanitarios, con sus sistemas de extracción y el terreno en los que están asentados.

Además, se deberá indemnizar a los empleados y se deberán considerar resultados por venta de bienes de uso y activo de trabajo. Cada uno de los costos se dimensiona y detalla a continuación:

1. Clausura de los módulos sanitarios.

En el proceso de dimensionar los costos de cierre se comienza por dimensionar el costo de clausura del relleno sanitario.

Teniendo en cuenta los costos cotizados a obras a realizar en instalaciones de CEAMSE Norte III A, con condiciones topológicas, hidro geográficas y de características de costos similares, las cuales serán determinantes del costo de la obra, se estima que para un relleno de las dimensiones del correspondiente a este proyecto el costo de la obra de clausura es de US$ 180.000 a valor actual. Para la estimación del costo se toma el supuesto que el costo es linealmente proporcional al área. Por otro lado, para calcular el valor futuro de este costo en pesos argentinos, se lo afecta por la inflación proyectada en dólares y por el tipo de cambio nominal.

2. Indemnización del personal.

A lo largo del proyecto se indemnizará al personal en dos ocasiones: la primera cuando finalice la deposición de residuos sólidos urbanos, a partir de cuándo no será necesario disponer del personal a cargo de dicha tarea y la segunda cuando finalice la vida útil del proyecto y se desmantele la usina eléctrica. En este apartado, por motivos de prolijidad y orden de la lectura, se detallan los dos tipos de indemnizaciones, pero será necesario tener en cuenta que solo las indemnizaciones por cierre corresponden a los costos de cierre.

Para cada tipo de indemnización el monto a pagar reglado por AFIP difiere. La indemnización por cierre corresponde a un pago equivalente a una retribución de 20 días por año trabajado o período de 3 meses, mientras que la indemnización por despidos corresponde a un pago equivalente a un mes de trabajo por año trabajado o período de 3 meses. Habiendo dicho lo anterior, se calcula la indemnización correspondiente a cada empleado, para el cálculo de la indemnización se toma el valor del último salario que percibió el empleado, en valor futuro.

Para el cálculo de las indemnizaciones totales a pagar se tiene en cuenta la cantidad de empleados a indemnizar y el valor de la indemnización individual por tipo de puesto. Cada uno de los operarios trabaja hasta el año de indemnización inclusive, los operarios de disposición y compactación comienzan sus actividades en 2024, los operarios dedicados a la operación de la planta y el jefe de planta inician la actividad laboral en 2023 y el resto de los empleados comienzan su actividad en 2025. Se obtienen los siguientes resultados para cada tipo de indemnización a pagar:

Operario	Monto de la indemnización [AR$ a valor futuro]	Año de indemnización
Operarios de disposición y compactación.	$6.660.642	2030
Operarios de operación de planta.	$83.268.443	2042
Jefe de planta.	$20.354.508	2042
Encargado de cuentas por pagar.	$9.252.049	2042
Encargado de gestión.	$9.252.049	2042
Jefe de administración y finanzas.	$22.616.120	2042
Técnicos de motores e instalaciones eléctricas.	$18.504.098	2042
Responsable de generación eléctrica.	$22.616.120	2042
Jefe de calidad y medio ambiente.	$22.616.120	2042
Gerente general.	$22.616.120	2042

Tabla 2.8. Indemnizaciones del personal.

Finalmente, el monto de indemnizaciones a pagar en 2030 es de AR$6.660.642, y los costos de cierre por indemnizaciones totales a pagar en 2042 corresponden a AR$103.622.952.

El cálculo de los respectivos costos se detalla en el archivo de Microsoft Excel que acompaña esta entrega.

3. Resultados por venta de bienes de uso.

El último de los costos de cierre a dimensionar son los resultados por ventas de bienes de uso. Para calcular dicho costo se asume que el valor de mercado es proporcional al desgaste del bien; así, bienes con vida útil técnica remanente tendrán un valor de mercado proporcional al valor de compra y a la vida útil remanente. Por otro lado, se debe tener en cuenta para calcular los beneficios el valor contable remanente de la máquina, calculado como la diferencia entre el valor original y las amortizaciones. Para calcular la vida útil remanente de la maquinaria se tienen en cuenta la vida útil técnica y su inicio y cese de operación.

Por otro lado, para maquinaria sin vida útil técnica remanente al cierre del proyecto, se asume que el beneficio es nulo, así como también los costos de deshacerse de las mismas, ya que sus materiales podrán ser insumos en fundiciones o se podrán disponer en desarmaderos.

Para cada una de las maquinarias compradas a lo largo del proyecto se calculan los resultados totalizados, correspondientes a todas las maquinarias de la misma clase instaladas en un mismo período fiscal y se obtienen los siguientes resultados:

Maquinaria	Resultado por venta de bien de uso [AR$ a valor futuro]
Compactadores	$ 58.213.344
Soplador instalado en 2025	$ 10.872.482
Cámara de condensado instalada en 2025	$ 0
Antorcha instalada en 2025	$ 1.135.739
Antorcha instalada en 2026	$ 1.750.604
Antorcha instalada en 2027	$ 2.510.244
Intercambiador de calor	$ 16.821.475
Separador centrífugo	$ 480.613
Filtro coalescente instalado en 2027	$ 0
Filtro de siloxanos	$ 0
Motogeneradores	$ 0
Transformadores	$ 59.980.576
Soplador instalado en 2028	$ 32.690.715
Antorcha instalada en 2028	$ 3.414.872
Cámara de condensado instalada en 2029	$ 1.352.867
Cámara de condensado instalada en 2035	$ 8.047.692
Filtro coalescente instalado en 2037	$ 2.589.466
Cámara de condensado instalada en 2039	$ 6.943.332

Tabla 2.9. Utilidad por venta de bienes de uso.

Debe tenerse en cuenta que para las maquinarias cuyo fin de vida útil técnica es anterior al cierre de la usina, entonces estas se venderán luego de sacadas de operación. Así, cada uno de estos ingresos en el flujo de fondos se verá reflejado en el año de desmantelamiento de senda operación.

La utilidad total por venta de bienes de uso al cierre es de 134 millones de pesos corrientes.

Finalmente, para el capital de trabajo se asume el 100% del recupero, al valor de compra, a principios del año siguiente ya que son repuestos básicos.

El cálculo de los respectivos costos se detalla en el archivo de Microsoft Excel que acompaña esta entrega.

4. Resultados por donación de rellenos sanitarios y terrenos

Como se mencionó con anterioridad, como contraprestación del tipping fee que CEAMSE cobra, a cambio de residuos que el proyectista va a gestionar, finalizada la vida útil del proyecto se deberá realizar una donación a CEAMSE por los rellenos sanitarios y los terrenos.

Los terrenos no se amortizan, pero sí así los rellenos sanitarios y los pozos de extracción, con una vida útil contable de 40 años, superior a la vida del proyecto. Así, cuando se realice la donación de estos bienes, tanto los terrenos como los rellenos sanitarios y los pozos de extracción tendrán un valor contable positivo, y se donarán a un valor de mercado de AR$0. Así, al momento de la donación se genera un resultado negativo de AR$1.575.000.000 en moneda corriente.

2.10. Composición de los costos

Habiendo cuantificado cada uno de los costos se procede por estimar la composición anual de los costos según su naturaleza en AR$ o US$. Se obtienen los siguientes resultados:

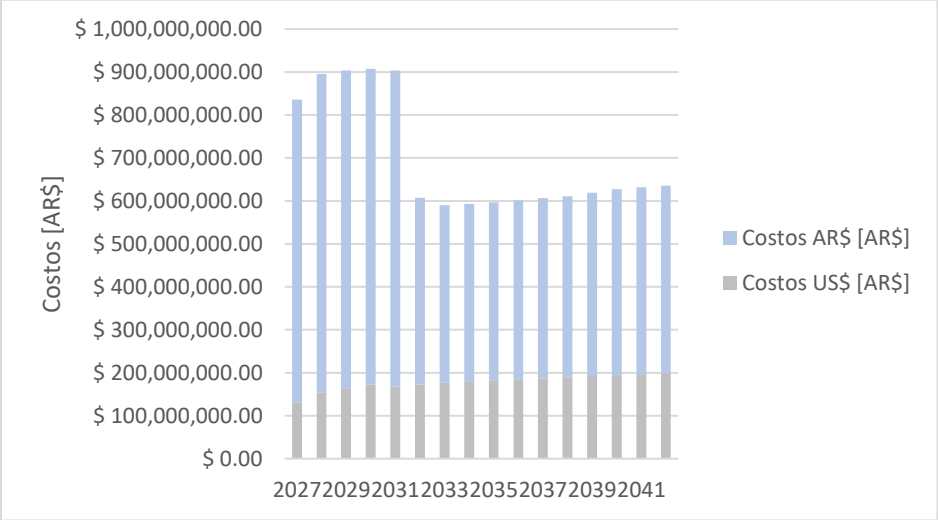


Figura 2.9. Composición de los costos.

En la gráfica es posible observar que los costos en pesos son superadores respecto de los costos en US$, resultando estos en promedio de un 14% de los primeros. Se debe tener en cuenta que la totalidad de los ingresos serán ingresos por ventas a CAMMESA, los cuales se hayan dolarizados.

3. Régimen impositivo

El proyecto de inversión se ve grabado por tres tipos de impuestos: nacionales, provinciales y municipales. A continuación, se detalla cada uno de los impuestos que alcanzan al proyecto para cada una de las categorías anteriores.

3.1. Impuestos nacionales

a. Impuesto al Valor Agregado (IVA)

La alícuota del Impuesto al Valor Agregada se ve determinada por la Ley 23.349: Ley de Impuesto al Valor Agregado, según esta se reglamenta en el decreto 280/97. En este, se regla que a la venta de energía eléctrica corresponde una tasa del 27%.

Por otro lado, se establece que, para la compraventa de inmuebles, locaciones, prestaciones de servicios y la importación de cosas muebles se deberá pagar la alícuota general de IVA, es decir, de 21%.

b. Impuesto a las Ganancias

La Ley de Impuesto a las Ganancias establece que toda persona física o jurídica queda alcanzada por el impuesto a las ganancias; las cuales tributan por la totalidad de sus ganancias obtenidas en cada período fiscal. Por su parte, el Decreto 824/2019, que regula el Impuesto a las Ganancias, establece que las entidades pagadoras (del tipo del proyectista) se ven alcanzadas por una alícuota del 30%.

c. Impuesto al débito y créditos bancarios

La Ley 25.413: Ley de Competitividad establece la existencia de un impuesto a aplicar sobre los débitos y créditos en cuenta corriente bancaria, sea éste el impuesto al débito y crédito bancario, comúnmente llamado como “Impuesto al Cheque”. En la actualidad, la alícuota es del 0,6% del monto a debitar o acreditar. En la práctica, dicha tasa se ve duplicada para cheques emitidos, siendo de un 1,2% efectivo, ya que se cobra por la emisión de un cheque y por su correspondiente depósito.

d. Impuesto a las ganancias mínimas presuntas

Este impuesto fue derogado en 2016 para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2019, por lo que no se considera para el proyecto.

3.2. Impuestos provinciales

Los impuestos provinciales se hallan regulados por la Ley Provincial 15.170. Se detallan a continuación los impuestos que ésta impone.

a. Impuesto sobre los Ingresos Brutos (II.BB.)

El Impuesto sobre los Ingresos Brutos es un tributo que se aplica a todas las provincias argentinas y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires sobre los ingresos obtenidos por las empresas en actividades industriales, agrícolas, financieras, comerciales o profesionales. Sin embargo, la reglamentación de este impuesto es independiente en cada una de las provincias. Teniendo esto último en consideración, se debe contemplar la regulación de la tasa en Buenos Aires. La Ley establece que para la generación de energía eléctrica la alícuota correspondiente será del 1%.

b. Impuesto al sello

El impuesto al sello grava los actos, contratos y operaciones formalizadas dentro de la jurisdicción provincial. Este impuesto debe considerarse ya que la venta de la energía producida se llevará a cabo mediante un acuerdo contractual con CAMMESA. La Ley establece que para el suministro de energía eléctrica la tasa corresponde al 12 por mil de la operación.

c. Impuesto inmobiliario

El impuesto inmobiliario es un impuesto que se debe pagar de forma anual y grava la propiedad urbana y rural; siendo el contribuyente su propietario, usufructuario o poseedor. El monto para pagar por la ley depende de la valuación del terreno.

Finalmente, a la hora de considerar los impuestos provinciales que alcanzan al proyecto no solo se debe tener en cuenta lo establecido por la Ley 15.170., sino también aquello establecido por la Ley 14.838. Mediante esta última la Provincia de Buenos Aires adhiere a la Ley 27.191. de fomento del uso de energías renovables. En esta, la provincia reglamenta beneficios fiscales para el desarrollo de proyectos de energías renovables. Entre ellos, la ley otorga la exención del pago de Ingresos Brutos, Impuesto de Sellos e Impuesto Inmobiliario durante los primeros 15 años del proyecto. Así, al proyecto no aplican impuestos provinciales.

3.3. Impuestos municipales

Para conocer cuáles son los impuestos municipales se debe contemplar todos aquellos imponibles al proyecto por la municipalidad del Partido General San Martín.

Existen tres tipos de impuestos municipales a pagar. Estas son:

a. Tasa de Alumbrado, Limpieza, y Servicios Municipales Indirectos (ALSMI).

Esta tasa para 2020 corresponde a $25.200 mensuales, la cual se ajusta anualmente por inflación.

b. Tasa de Control de Calidad de Obra para Servicios Públicos.

Esta corresponde a un impuesto de $250/m2 para 2020, a ajustar anualmente por inflación.

c. Derechos de Construcción.

En 2020 este derecho corresponde al pago único de $310.000 para iniciar una construcción, a ajustar anualmente por inflación.

A modo de conclusión del régimen impositivo, todos los impuestos y su impacto se detallan en el siguiente cuadro resumen:

	Impuesto	Alícuota	Impacto en el proyecto
Impuestos nacionales	Impuesto al Valor Agregado.	27% para la venta de energía. 21% y 10,5% para compras de bienes y servicios.	Financiero.
	Impuesto a las Ganancias.		Económico.
	Impuesto al Débito y al Crédito.	0,6% sobre los créditos. 1,2% sobre los débitos.	Económico.
Impuestos provinciales	Impuesto sobre los II.BB.	1%.	Económico.
	Impuesto al Sello.	1,2%.	Económico.
	Impuesto Inmobiliario.	-	Económico.
Tasas municipales	ALSMI.	$25.200/mes V.A.	Económico.
	Control de Calidad de Obras para Servicios Públicos.	$250/mes V.A.	Económico.
	Derecho de construcción.	$310.000 V.A.	Económico

Tabla 3.1. Cuadro resumen del régimen impositivo.

3.4. Incentivos RenovAr

Existen diferentes tipos de beneficios fiscales aplicables al proyecto, cada uno de los cuales se detallará adecuadamente; la naturaleza de estos beneficios es la promoción del desarrollo de las energías renovables. Debe tenerse en cuenta que el plazo de aplicación de los beneficios es de 15

años; es decir, que, pasados los 15 años de aplicación de los beneficios, el proyectista pierda el derecho de aplicar a ellos.

Por otro lado, también se debe tener en cuenta que para los beneficios fiscales que se otorgan existe un cupo máximo a los cuales el proyectista puede acceder. Estos son para biogás obtenido de rellenos sanitarios según tipo de pliego:

RenovAr 1(para biogás)	2.500.000 US$/MW
RenovAr 2	1.250.000 US$/MW
RenovAr 3	585.000 US$/MW

Tabla 3.2. Cupo máximo de beneficios fiscales.

Según la ley 27.191. el proyectista puede acceder a los siguientes beneficios fiscales, cada uno de los cuales se detallan a continuación:

1. Devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregada

El proyectista goza del beneficio de la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado, el cual aplica a los bienes y obras de infraestructura correspondientes al proyecto de inversión. Este beneficio permite la recuperación del crédito fiscal que se generase durante un período fiscal.

El Impuesto al Valor Agregado que por la compra, fabricación, elaboración o importación definitiva de bienes de capital o la realización de obras de infraestructura les hubiera sido facturado a los responsables del gravamen, les será acreditado contra otros impuestos a cargo de la Administración Federal de Ingresos Públicos, o, en su defecto, les será devuelto.

Para las inversiones realizadas entre el 1° de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2021, inclusive, el beneficio de la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado se hará efectivo luego de transcurridos como mínimo dos períodos fiscales a partir de aquél en el que se hayan realizado las respectivas inversiones. Para las inversiones realizadas entre el 1° de enero de 2022 y el 31 de diciembre de 2025, inclusive, este beneficio se hará efectivo luego de transcurridos como mínimo tres períodos fiscales contados del mismo modo.

2. Amortizaciones aceleradas en el Impuesto a las Ganancias

La amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias es la amortización acelerada de los bienes de uso, lo cuál le permitirá al proyectista reducir la vida útil contable de los bienes amortizables, de modo que será mayor el monto de las amortizaciones durante los primeros períodos fiscales, percibiéndose una menor ganancia y un menor pago del impuesto que a estas gravan.

Respecto a bienes muebles amortizables adquiridos, elaborados, fabricados o importados entre el 1ro de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2021 inclusive, el período de amortización debe ser de cuatro cuotas anuales, iguales y consecutivas como mínimo. Si estos bienes hubieran sido adquiridos entre el 1ro de enero de 2022 y el 31 de diciembre de 2025 inclusive, el período de amortización será como mínimo de cinco cuotas anuales, iguales y consecutivas. Para inversiones realizadas con posterioridad al 01 de enero de 2026 para proyectos con principio efectivo de ejecución (es decir, certificación de erogaciones) anterior a esta fecha aplica el anterior período de amortización.

Por otro lado, en obras de infraestructura iniciadas entre el 01 de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2021 el período de amortización será el resultante de considerar la vida útil reducida al 70%, mientras que para obras iniciadas entre el 01 de enero de 2022 y el 31 de diciembre de 2025 el período resulta de considerar su vida útil reducida al 80%.

Contar con este beneficio implica un aumento del VAN del proyecto del 15%, es decir de US$ 816.396.

3. Compensación de quebrantos con ganancias

Para el proyectista, se extiende el período de la compensación de quebrantos con ganancias a 10 años. Este beneficio implica que en caso de presentar quebrantos la compañía el período en el cual este deba ser recuperado con las ganancias que esta obtenga se extiende a 10 años, mientras que antes era de 5. Así, el monto a compensar anualmente disminuye.

4. Exención de derechos de importación

Se exime al proyecto de pagar impuestos de importación sobre las maquinarias requeridas

para llevar adelante la actividad.

5. Exención del Impuesto al Sello e Impuesto a los inmuebles

El presente beneficio se detalló en el desarrollo de los impuestos provinciales.

Nuevamente, a modo de conclusión se presenta un cuadro resumen en el cual se detallan los beneficios y su impacto en el proyecto.

Beneficio	Impacto
Devolución anticipada del IVA.	Financiero.
Amortizaciones aceleradas de bienes de uso.	Financiero.
Compensación de quebrantos con ganancias.	Financiero.
Exención del pago derechos de importación.	Económicos.
Exención del pago de impuestos provinciales.	Económico.

Tabla 3.3. Beneficios RenovAr e impacto.

4. Estructura de financiación

Al momento de decidir la estructura de financiación del proyecto se debe tener en cuenta el tipo de préstamo a solicitar: un préstamo subsidiado, proveniente de fondos dedicados a la promoción de las energías renovables es Argentina, o un préstamo a tasas de mercado. Naturalmente, el acceso a financiamiento subsidiado será conveniente para el proyectista. Así, se evalúa el acceso a "fondos verdes" (que otorgan préstamos del primer tipo) en Argentina.

4.1. Antecedentes de fondos verdes subsidiados en la Argentina

Desde 2016, con la adjudicación de la primera ronda del programa RenovAr, en Argentina se han desarrollados distintos programas de incentivo para el desarrollo de las energías renovables en Argentina. Estos programas se vieron traducidos en distintos beneficios, uno de los cuales fue el acceso a préstamos subsidiados para la inversión en distintas plantas de generación eléctrica proveniente de fuentes no convencionales.

En este apartado se detalla cada uno de los préstamos otorgados, que no se hayan vigentes en la actualidad:

1. Banco Ciudad – Green loan BID 2017

En 2017 el Banco Ciudad recibió US$ 50.000.000. provenientes del Banco Interamericano de Desarrollo, para el otorgamiento de préstamos que cumplan con los principios de préstamos verdes. El cupo máximo de solicitud de este préstamo fue de US$ 1.000.000 con un plazo de 7 años y un período de gracia de 3 años.

2. Bonos provinciales 2017

Además de los préstamos brindados por entidades financieras, en 2017 las provincias de La Rioja y Jujuy emitieron bonos verdes para el financiamiento de proyectos locales de energía renovables. Las condiciones de cada uno de estos préstamos se detallan a continuación.

a. En 2017 el gobierno de La Rioja ofreció un préstamo de US$ 200.000.000, con un período de 8 años y una tasa efectiva anual de 9,75% en dólares para el financiamiento del Parque Eólico Arauco SAPEM y otro de US$ 100.000.000 a una tasa fija del 7,53% anual en dólares.
b. En 2017 la provincia de Jujuy otorgó un préstamo de US$ 210.000.000 a 10 años a una tasa efectiva anual de 8,63% en dólares para la financiación del parque solar Caucharí.

3. Banco ITAÚ – Green loan IFC 2018

En 2018 el Banco ITAÚ recibió US$ 50.000.000 provenientes de la Corporación Financiera Internacional. El 70% de esos fondos fueron dedicados al financiamiento de proyectos que generen beneficios ambientales, sean estos: reducción de los gases de efecto invernadero, generación de energía renovable y aumento de la eficiencia del consumo hídrico. Dada la naturaleza del proyecto que se estudia, este puede solicitar este fondo.

De este fondo surgieron dos líneas de créditos: una con un cupo máximo de solicitud de US$ 2.000.000 con un plazo de 1 a 5 años y otra con un cupo US$ 10.000.000 con un plazo de 7 años, con una tasa efectiva anual fija del 10,95% en dólares.

4. Banco Interamericano de Desarrollo 2019

En 2019 el BID lanzó una campaña de préstamos verdes, a los cuales empresas argentinas podían acceder para la promoción de energía renovables en Argentina. Estos préstamos no tenían limitación alguna de monto a solicitar, pero el cupo máximo a financiar era el 70% del capital del proyecto. Con estos préstamos era posible acceder a financiación a 20 años, con una tasa efectiva anual en dólares del 5,75%.

5. European Investment Bank 2019

En 2019 el banco European Investment Bank lanzó una línea de créditos para el desarrollo de energías renovables en Latino América. Adquiriendo estos préstamos, las empresas podían

financiar hasta un 50% del capital del proyecto con capital privado, a una tasa en dólares del 7,5% a 10 años.

4.2. Fondos verdes subsidiados actuales en Argentina

1. BID y BICE 2019

En 2019 se firmó un decreto, el decreto 278/2019, publicado en el Boletín Oficial, mediante el cual el Banco Interamericano de Desarrollo en conjunto con el Banco de Inversión y Comercio Exterior destinaron US$ 100 millones para la financiación de PyMES para proyectos de energías renovables. Este fondo está dedica a proyectos de biogás y biomasa, los cuales podrán acceder a un monto de hasta US$ 10 millones a una tasa preferencial nominal anual de 0,75% anual en dólares.

Sin embargo, una de las condiciones necesarias para adquirir este préstamo es que las plantas deben ser de una potencia instalada de hasta 5 MW. Esta condición es excluyente, por lo que este plan de financiación subsidiada no se podrá acceder, por ser la potencia licitada en el proyecto mayor, de 9,7 MW.

2. Banco Francés 2020

El primero de septiembre de 2020 el Banco Francés lanzó una nueva línea de préstamos verdes, con el objeto de promover proyectos sustentables, entre ellos proyectos de desarrollos de energías renovables y proyectos de eficiencia energética, entre otros. Estas nuevas líneas de financiación son exclusivas para el segmento PyMES, al que pertenece el proyecto por ser una mediana empresa, con el objeto de contribuir a la oferta de créditos sustentables

La nueva línea de financiación ofrece créditos con un plazo de 4 años a una tasa anual TNA del 35%, con un cupo máximo de AR$ 10.200.000.

4.3. Financiación del proyecto

Dado que, en el momento de este análisis, el acceso a préstamos para este tipo de proyectos se encuentra paralizado, se calculará el préstamo en función de los préstamos pasados. Para ello, se analizan los préstamos de la Provincia de la Rioja, de la Provincia de Jujuy y del European Bank of Investement. El resto de los préstamos no se considerarán dado que los cupos máximos a solicitar son inferiores a los necesitados o los plazos significativamente distintos a la vida útil del proyecto.

Así, para los dos préstamos de la Provincia de la Rioja, de período igual a 8 años, para el préstamo de la provincia de Jujuy, de 8 años, y para el prestamos del European Bank of Investement, de 10

años de período, se calcula la tasa promedio ponderada por la duración del préstamo, la cual resulta en una TEA de 8,82% aproximadamente. Se debe tener en cuenta que el cálculo es una aproximación, ya que se promedian tasas para períodos levemente diferentes; se realiza dicho promedio ya que no se cuenta con herramientas financieras avanzadas para calcular la tasa equivalente de cada préstamo de 8 años y 10 años e igualando durations de cada préstamo a distintos períodos las tasas se disparan. Se asume que el período del préstamo será de 10 años y que cuando se lance nuevamente una ronda de proyectos de renovables, se lanzarán préstamos similares. Por otro lado, considerando los préstamos de estudio, el cupo máximo de divisas a solicitar es equivalente al 50% del capital del proyecto, por lo que se asume que ese será el cupo máximo a solicitar.

Habiendo dicho lo anterior, se concluye que la financiación será mediante un préstamo de TEA 8,82%, a 10 años, con un cupo máximo del 50% del capital. Dado que la mayor inversión del proyecto ocurre en 2026, se calcula el monto a solicitar como el mínimo entre el 50% de la inversión total (de toda la vida útil del proyecto) y la inversión de 2026; así, se arriba a un monto a solicitar equivalente a la inversión de 2026, igual a US$ 14.113.098. Así, la proporción D/E resulta de 0,76 (47% del capital será deuda y 53% aporta de capital de los accionistas).

Se decide tomar deuda en dólares dado que gran parte de la inversión de activos fijos y capital de trabajo es importada, y la que no lo es si bien se abona en pesos, también es importada por terceros (caso Caterpillar con motores y compactadores), por lo que los precios evolucionarán según el valor del dólar. Asimismo, los ingresos del proyecto también están indexados según el tipo de cambio, así como también lo están los costos a excepción de los salarios, amortizaciones y tasas municipales. Véase en composición de la inversión en el gráfico del inciso composición de la inversión.

Es por todo lo anterior (composición de los ingresos, de la inversión en activo fijo e inversión de trabajo y de los costos) que se considera conveniente optar por una financiación en dólares. Además, se consultó con Pablo Coccolo, experto en finanzas, quien recomendó tomar financiación en dólares debido a que los ingresos se hallan dolarizados y a que no hay financiación disponible en AR$.

5. Flujo de fondos

Habiendo dimensionado los costos y las inversiones se prosigue por realizar el flujo de fondos. Para este proyecto debe tenerse en cuenta que, a diferencia de otros proyectos de producción de energía, este no se puede evaluar a perpetuidad por dos motivos: uno económico y uno técnico. El primero es que la única forma de penetrar el mercado con este tipo de energía (cara respecto a la energía convencional y respecto a energía renovables como la eólica y la solar fotovoltaica) es

mediante un contrato con CAMMESA, con un plazo contractual siempre menos a los 20 años. Por otro lado, luego de transcurridos 15 años, vida útil técnica del proyecto, el relleno sanitario ya no es capaz de producir biogás suficiente para el nivel licitado de energía eléctrica y porque la maquinaria de mayor valor, sean esta los motogeneradores, cesan su operación por fin de su vida útil técnica.

Entonces, el flujo de fondos del proyecto abarca desde el momento en que se realiza la primera erogación de dinero hasta 2042, cuando se recupera el capital de trabajo luego del cierre del proyecto, a fines de 2042. Se realizan 3 flujos de fondos: el flujo de fondos del proyecto, con su flujo de fondos del IVA correspondiente, el flujo de fondos del proyecto y el flujo de fondos del inversor. Cada uno de ellos se detalla a continuación.

Los flujos se presentan a continuación en dólares a valor nominal de cada año.

5.1. Flujo de fondos del proyecto

El primero de los flujos de fondos a presentar es el flujo de fondos del proyecto. Este se dividirá en dos tipos de flujos de fondos: el primero el flujo de fondos general, y el segundo el flujo de fondos del IVA. El flujo de fondos general es aquel tomando el beneficio de la devolución anticipada del IVA.

a. **Flujo de fondos del proyecto**

El flujo de fondos del proyecto contempla los ingresos por ventas, según estimados en ingeniería, y los ingresos de capital tomado en préstamos; así como también los egresos por costos operativos fijos y variables, costos de administración y comercialización, pagos de impuestos, inversiones, pagos de intereses y devolución del préstamo. Para el cálculo del flujo de fondos se asume que la caja mínima es del 7,5% de las ventas y el plazo promedio de cobranza de 60 días. Se obtienen los siguientes resultados a valor de:

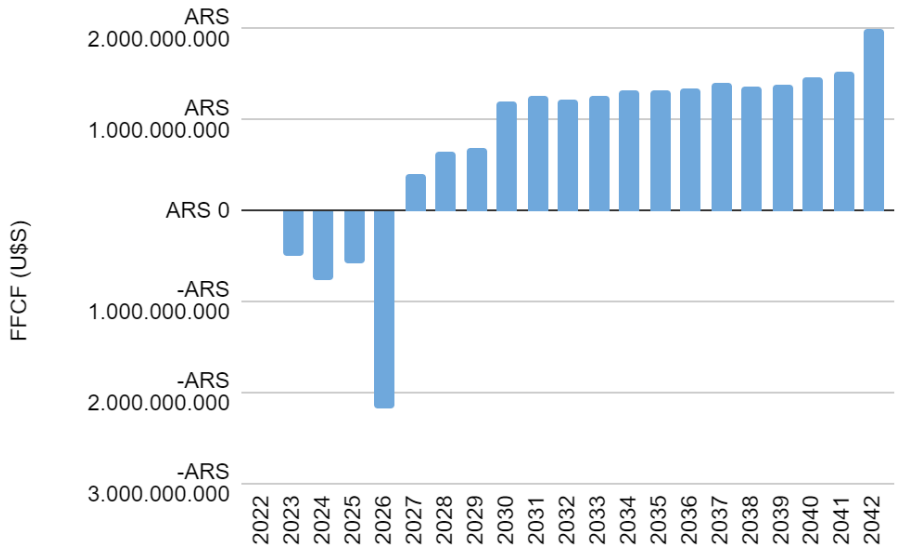


Figura 5.1. Flujo de fondos del proyecto.

Se observa claramente que durante los primeros años del proyecto el flujo de fondos es negativo, ya que se deben realizar las inversiones, sin aún producir energía y percibir ingresos por ventas. El valle mínimo del flujo de fondos ocurre en 2026, cuando se debe comprar la maquinaria para la puesta en marcha de la usina eléctrica en 2027, con un aporte significativo de los motogeneradores que son la maquinaria de mayor valor (véase el cronograma de inversiones presentado en el dimensionamiento de las inversiones). A partir de 2027 el flujo es positivo ya que se comienzan a recibir fondos por la contraprestación de las ventas y en el año de cierre se realizan inversiones significativas a modo de costos de cierre.

El cálculo anual del flujo de fondos se puede consultar en el archivo Microsoft Excel que acompaña la entrega.

b. Flujo de fondos del IVA.

Habiendo calculado el flujo de fondos de compras y ventas se calcula el flujo de fondos del IVA. Para ello, se calcula un primer flujo de fondos si no se contase con el beneficio de devolución anticipada del IVA y otro haciendo uso de la devolución anticipada del IVA. El mecanismo de devolución anticipada del IVA será el siguiente: en caso de tener crédito fiscal, el proyectista podrá solicitar anualmente la devolución anticipada del IVA; para ello, si el proyectista debe pagar impuesto a las ganancias, este se descuenta del crédito fiscal, si aun así luego del descuento del

impuesto a las ganancias el proyectista tiene crédito fiscal a favor, este será devuelto en pesos dentro del período fiscal corriente. Esto se analizará en la entrega de riesgos y su impacto en el VAN.

Para el cálculo del flujo de fondos del IVA se consideran las siguientes alícuotas según la normativa vigente:

Concepto	Alícuota
Venta de energía eléctrica	27%
Compra de energía eléctrica	27%
Tratamiento de líquidos lixiviados	10,5%
Mantenimiento de la maquinaria	21%
Compra de maquinaria	10,5%
Compra de equipo de medición	21%
Obra civil	10,5%
Instalación y compra de pozos de extracción	21%
Inversión en investigación y desarrollo	21%
Inversión en diseño y registro	21%
Intereses	10,5%

Tabla 5.2. Alícuota de IVA por concepto.

Se asume que las tasas mencionadas anteriormente se mantienen constantes durante toda la vida útil del proyecto. Se realizan los flujos de fondos según el cronograma de ingresos y erogaciones, no contemplándose la devolución anticipada del IVA.

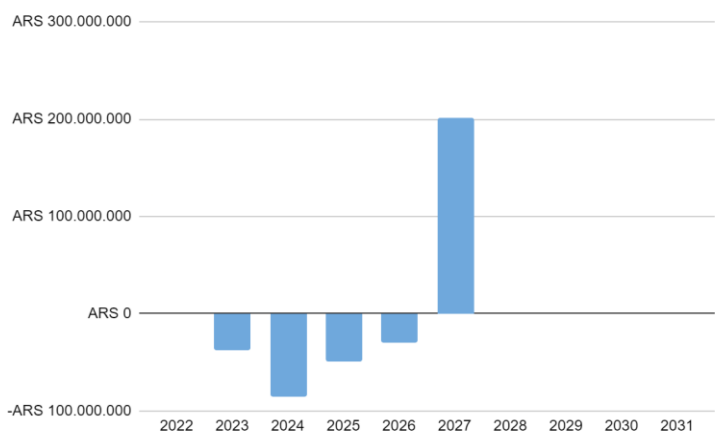


Figura 5.3. Flujo de fondos del IVA sin devolución anticipada.

Haciendo uso del beneficio de devolución anticipada del IVA, el flujo de fondos del IVA se anula.

5.2. Flujo de fondos del inversor

Habiendo calculado el flujo de fondos del proyecto se calcula el flujo de fondos del inversor, que se espere que aporte el aproximadamente 57% del capital. Para calcular este flujo de fondos se tiene en cuenta el cronograma de inversiones proyectado en ingeniería, para calcular los aportes de capital y la caja generada cada año en el EOAF. Los valores de las inversiones estimados a valor actual en 2020 en dólares se proyectan a valor futuro con la inflación en dólares y aquellos en pesos con la inflación en pesos; la conversión de dólares a pesos se lleva a cabo con el tipo de cambio nominal proyectado para el año correspondiente.

En promedio, este flujo se descuenta a una tasa Ke de 11,12%.

Se obtiene el siguiente flujo de fondos:

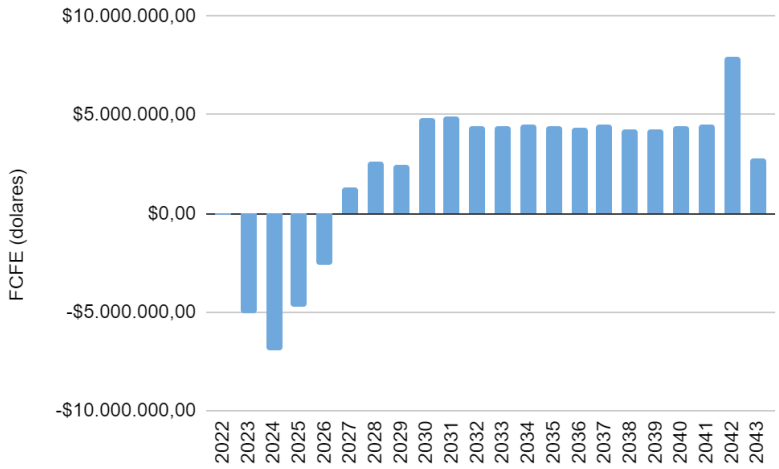


Figura 5.4. Free cash flow to the Equity.

El cálculo anual del flujo de fondos se puede consultar en el archivo Microsoft Excel que acompaña la entrega.

5.3. Flujo de fondos de la deuda

Habiendo calculado el flujo de fondos del proyecto se calcula el flujo de fondos de la deuda, que se espere que aporte U$S 13.000.000 lo cual es aproximadamente un 43% del capital invertido total y se devuelva bajo un sistema de capitalización francés a una tasa nominal anual del 8,82%. Para calcular este flujo de fondos se tiene en cuenta el cronograma de inversiones proyectado en ingeniería, los valores de las inversiones estimados a valor actual en 2020 en dólares se proyectan a valor futuro con la inflación en dólares y aquellos en pesos con la inflación en pesos; la conversión de dólares a pesos se lleva a cabo con el tipo de cambio nominal.

Se obtiene el siguiente flujo de fondos:

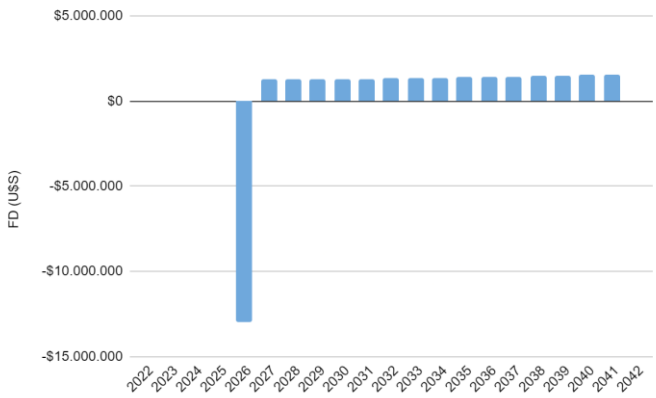


Figura 5.5. Flujo de fondos de la deuda.

El cálculo anual del flujo de fondos se puede consultar en el archivo Microsoft Excel que acompaña la entrega.

6. Cuadro de resultados

6.1. Sistema de costeo

Para el cálculo de los resultados será necesario calcular el costo de producción de cada MWh de energía; para ello, será necesario aplicar un sistema de costeo. Existen dos sistemas de costeo; sean estos: costeo directo y costeo por absorción. La diferencia fundamental entre ambos tipos de costeos es que el sistema de costeo directo solo considera como costos de fabricación los costos de producción variables; mientras que el sistema por absorción considera como costo de unidad producida tanto a los costos variables como al prorrateo de los costos fijos de fabricación.

Para el proyecto se adopta un sistema de costeo por absorción, ya que los costos estructurales o fijos representan una porción significativa de los costos, por lo que el costo de fabricación calculado mediante un sistema de costeo por absorción es más acertado que aquel calculado mediante un sistema de costeo directo.

A continuación, se muestra la composición de los costos año a año, con el objeto de explicitar la relación predominante de los costos fijos por sobre los costos variables.

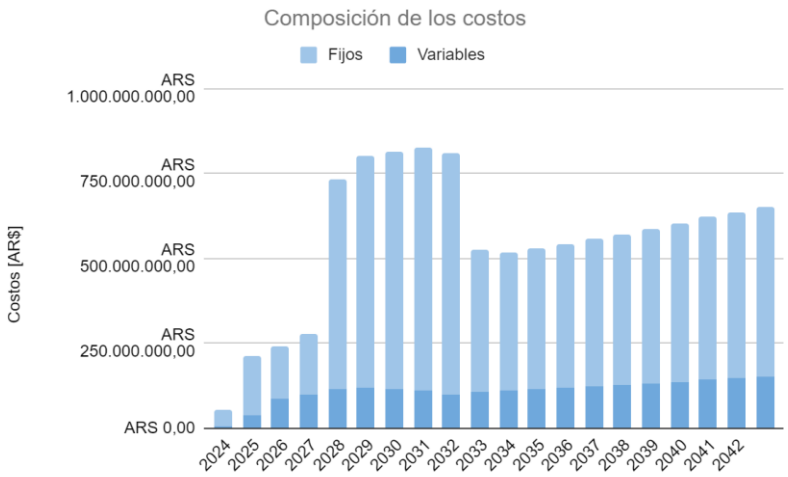


Figura 6.1. Composición de los costos.

6.2. Resultados anuales

A continuación, se presenta la utilidad neta del proyecto año a año, tomada del Cuadro de Resultados, tanto en AR$ como en US$ corrientes (utilizando las proyecciones de tipo de cambio nominal).

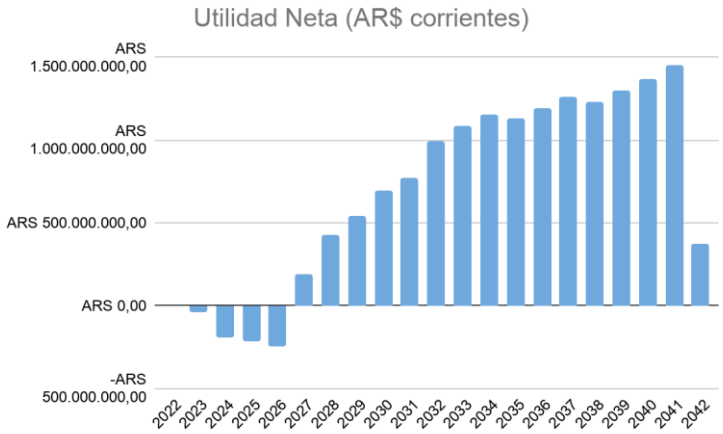


Figura 6.2. Utilidad Neta del proyecto en AR$ corrientes.

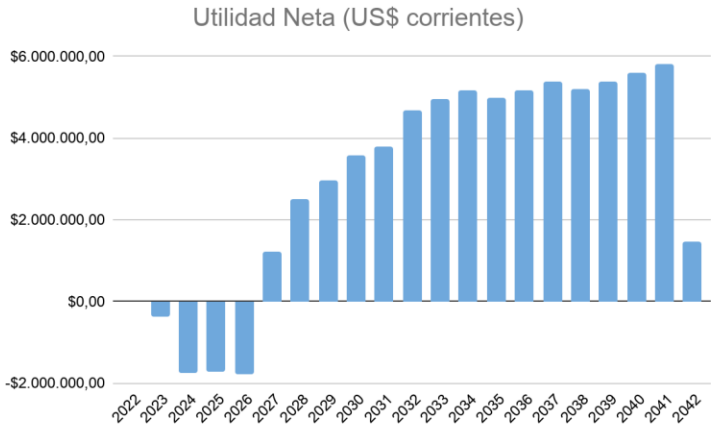


Figura 6.3. Utilidad Neta del proyecto en US$ corrientes.

Se pueden observar valores de utilidad neta negativos entre los años 2022 y 2026, debido a la presencia de los costos de puesta en marcha en ausencia de ingresos. Estos últimos empiezan en el 2027, que es donde la Utilidad Neta empieza a tomar valores positivos y crecer sostenidamente hasta el año 2041. A partir de allí, la utilidad neta se reduce notablemente en el último año (2042) debido al remate del recinto.

6.3.Cálculo del costo unitario de fabricación

Habiendo descrito la composición de los costos, se procede a calcular el costo unitario de fabricación. Para ello, se tendrán en cuenta los siguientes costos (no se contemplan costos de puesta en marcha):

1. Costos variables de fabricación: dentro de los cuales se incluyen los salarios de la MOD y las cargas patronales, los costos variables de tratamiento de lixiviados y el consumo energético variable.
2. Costos fijos de fabricación: Salarios y aportes de mano de obra indirecta, costos de mantenimiento de la maquinaria y seguros, tratamiento fijo de líquidos lixiviados y amortizaciones de la maquinaria, los rellenos sanitarios y el sistema de extracción.
3. Costos de administración y comercialización: amortizaciones de cargos diferidos, personal y otros gastos y consumos (de las instalaciones).
4. Impuestos: tasas municipales (téngase en cuenta que el proyecto está exento del pago de impuestos provinciales durante la vida útil del mismo).

Se obtienen los siguientes costos de fabricación anuales, en dólares corrientes. Para mayor claridad se los compara con el precio de venta:

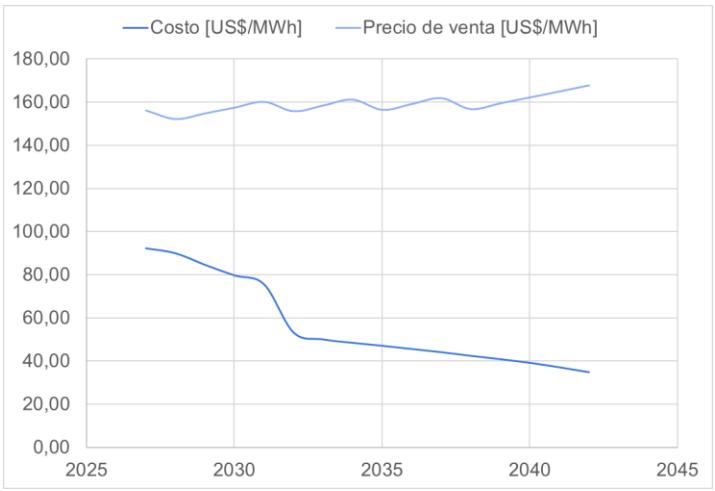


Figura 6.4. Precios de venta vs costos de fabricación (con amortizaciones).

En la gráfica es posible observar que los costos de fabricación por MWh son siempre inferiores al precio de venta. Además, es posible observar que, aunque hay una leve inflación en dólares interanual, el costo de fabricación unitario tiene un comportamiento decreciente; esto se debe principalmente a la amortización de las maquinarias y al pago de los intereses, que ambos son mayores durante los primeros años de la deuda.

A modo de tenerlo como referencia, se eliminan las amortizaciones de los bienes de uso del costo unitario y se presenta el mismo gráfico:

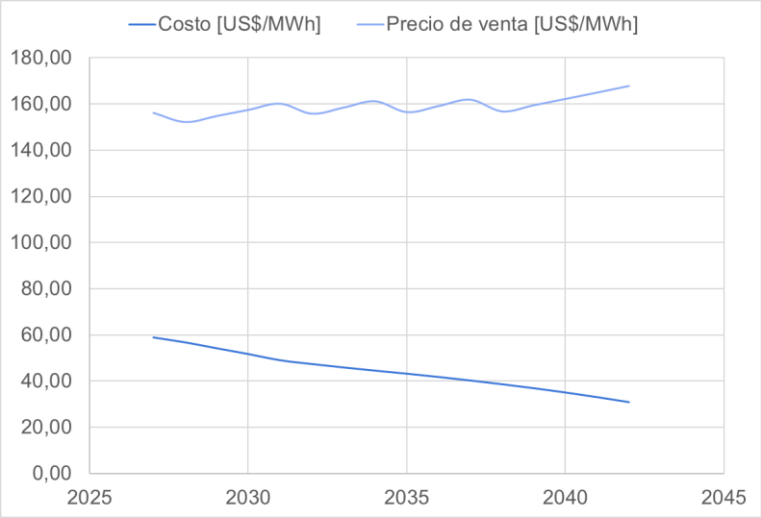


Figura 6.5. Precios de venta vs costos de fabricación (sin amortizaciones).

Los cálculos del valor anual se pueden consultar en la entrega de Excel que acompaña el presente informe.

6.4. Punto de cierre

Primero se evaluará la dependencia lineal de los costos con el nivel de producción para así poder calcular los puntos de equilibrio.

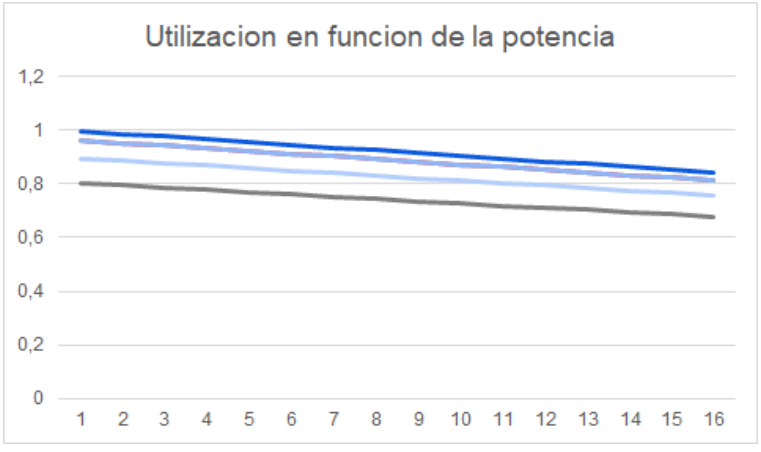


Figura 6.6. Utilización de las diversas máquinas en función a la potencia.

Como puede observarse, la dependencia es efectivamente lineal con respecto a la potencia entregada a la salida de la planta. Por lo tanto, se puede aplicar la fórmula clásica de punto de equilibrio.

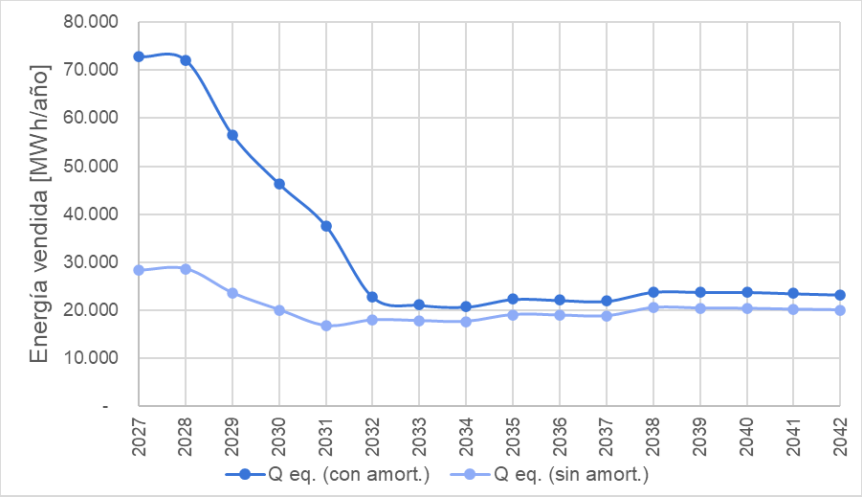


Figura 6.7. Puntos de equilibrio de cada año, con y sin amortizaciones.

Como puede notarse en el gráfico, el punto de equilibrio es significativamente más alto en los primeros años debido a las amortizaciones de los bienes de uso, los cuales se amortizan casi por completo hacia inicios de 2030 debido a las amortizaciones aceleradas, luego el promedio se mantiene en torno a 22.500 MWh a partir de 2032 (con amortizaciones), y en torno a los 19.000 MWh (sin amortizaciones). Esta leve diferencia se debe a las amortizaciones de los nuevos equipos incorporados por renovación y de la obra civil a lo largo del proyecto.

7. Estados contables: Balances proyectados

A continuación, se presenta la evolución proyectada del balance, clasificándose en Activo, Pasivo y Patrimonio Neto. Se presenta tanto en valores de AR$ como de US$ corrientes.

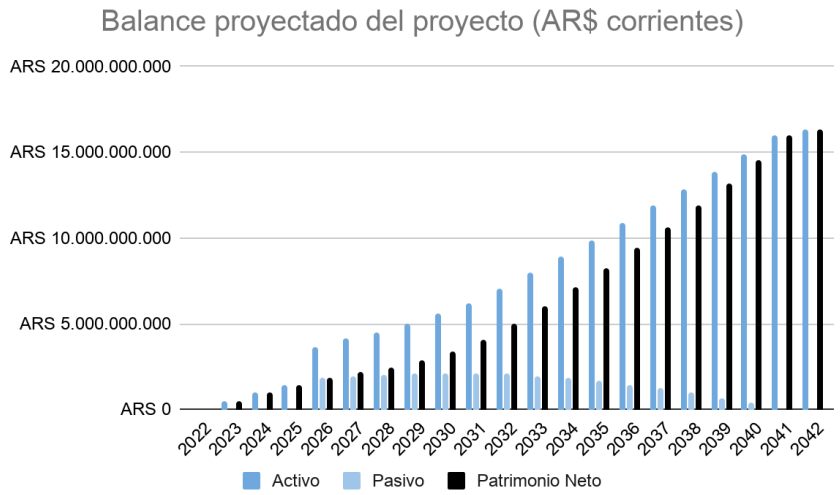


Figura 7.1. Balance proyectado del proyecto en AR$ corrientes

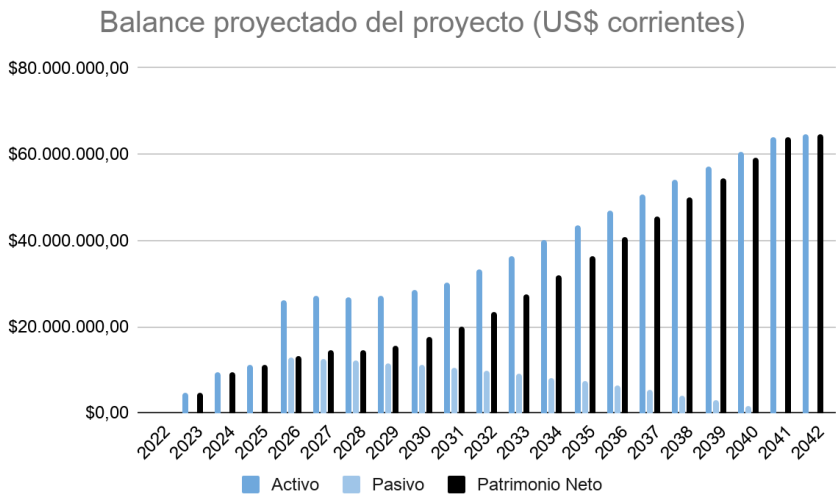


Figura 7.2. Balance proyectado del proyecto en US$ corrientes.

Se hará un análisis en primer lugar de la proyección en US$, para observar con mayor claridad las variaciones sin la tendencia aplicada por la inflación en AR$ y el tipo de cambio.

Se observa un crecimiento marcado del activo entre los años 2022 y 2026 debido a las inversiones y adquisiciones de los activos fijos del proyecto, el cual resulta aún más acentuado en este último año debido al gran desembolso requerido para la adquisición de los motogeneradores. Luego, si bien sigue habiendo algunas inversiones en activo fijo, las inversiones aceleradas empiezan a afectar al mismo tiempo, lo cual hace que el activo se mantenga relativamente constante entre los años 2026 y 2030. Finalmente, en adelante, se observa un crecimiento sostenido debido a el crecimiento y acumulación de las disponibilidades.

En cuanto al pasivo, más allá de las deudas comerciales que comienzan en el 2024, se ve que toma valores significativos a partir del 2026 que es cuando se toma el préstamo y alcanza su máximo. En adelante, empieza a disminuir leve y sostenidamente, en gran parte debido a la cancelación progresiva de esta deuda bancaria.

Finalmente, el aporte de capital realizado entre los años 2022 y 2026 resulta mayor a las utilidades negativas acumuladas en estos ejercicios, generando un crecimiento del Patrimonio Neto. Luego, en el 2027, si bien cesan los aportes de capital, la usina empieza a generar energía e ingresos, que a su vez traen utilidades positivas que llevan a un crecimiento en las utilidades acumuladas. Estos ingresos son significativos y sostenidos, lo que genera que en adelante el Patrimonio Neto siga creciendo a un ritmo mayor.

8. Indicadores financieros y de rentabilidad

8.1. Proyección de EBITDA

A continuación, se presentan las proyecciones para las utilidades antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones del proyecto, tanto en unidades de AR$ corrientes como de US$ corrientes.

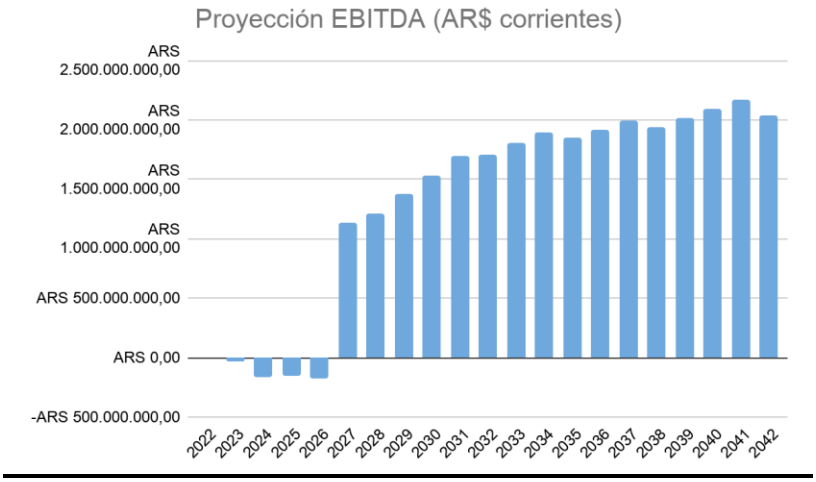


Figura 8.1. EBITDA del proyecto en AR$ corrientes.

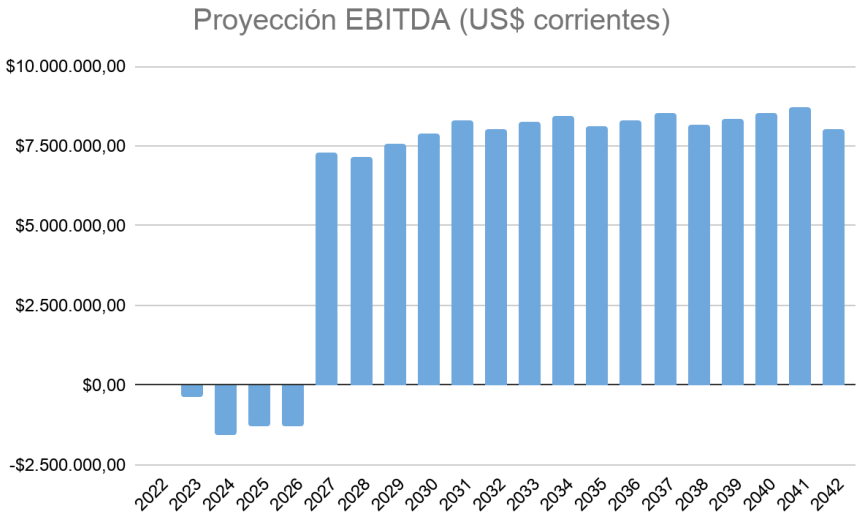


Figura 8.2. EBITDA del proyecto en US$ corrientes.

Se observan valores del EBITDA negativos para los primeros cuatro años del proyecto, debido los costos de puesta en marcha en ausencia de ingresos. En cuanto la planta se pone en operación y empieza a vender energía (2027), se observa que el EBITDA se torna positivo. A partir de este año, se mantiene relativamente constante en US$ hasta el fin del proyecto, en tanto que en AR$ se nota una tendencia creciente en concordancia con el aumento del tipo de cambio y la inflación en AR$.

8.2.Cálculo de la WACC para la evaluación.

Para la valuación del proyecto, es esencial determinar la tasa de descuento de los flujos del proyecto. En este caso se utilizará el método del costo promedio ponderado del capital o WACC.

Para calcular esta tasa de descuento, se calcula el rendimiento tanto de los inversores propios como banqueros que otorgan el préstamo. Esta tasa de descuento considera, además, la proporción entre deuda y capital propio año a año.

Para el rendimiento del capital se tomaron datos del mercado bursátil de los Estados Unidos de América, donde se tomaron en particular los datos de los rendimientos de empresas del sector renovable y bonos a 10 años. Dichos datos, fueron sacados de las bases de datos del Prof. Aswath Damodaran de NYU Stern.

Industry Name	*Number of firms*	*Beta*	*D/E Ratio*	*Effective Tax rate*	*Unlevered beta*
Green & Renewable Energy	22	1,07	112,64%	1,52%	0,58

Tabla 8.1. Beta del mercado de renovables en Estados Unidos.

Para la tasa libre de riesgo y el rendimiento de mercado esperado se tomó la media geométrica de los rendimientos anuales desde el año 1969 a 2019.

Rendimiento esperado de la cartera de mercado
10,11%
Tasa libre de riesgo esperada
6,74%
Prima de mercado
3,37%

Tabla 8.2. Tasa libre de riesgo.

Luego se toma un riesgo país en los 2100 puntos básicos a lo largo de toda la vida del proyecto.

Considerando la siguiente estructura de capital a lo largo de la vida del proyecto se procede a calcular la WACC año a año.

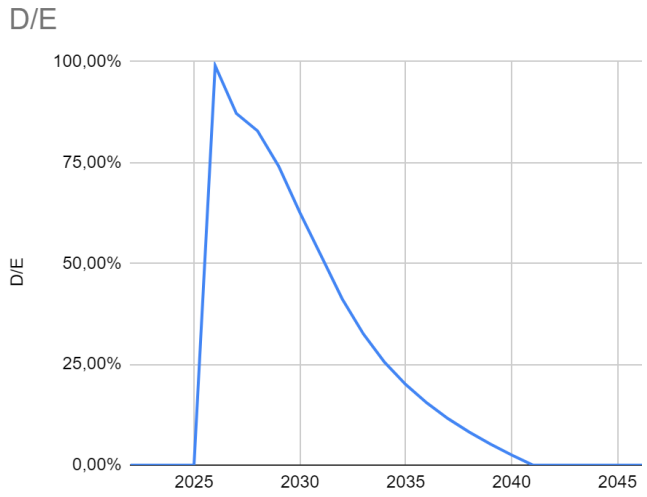


Figura 8.1. Ratio deuda/equity.

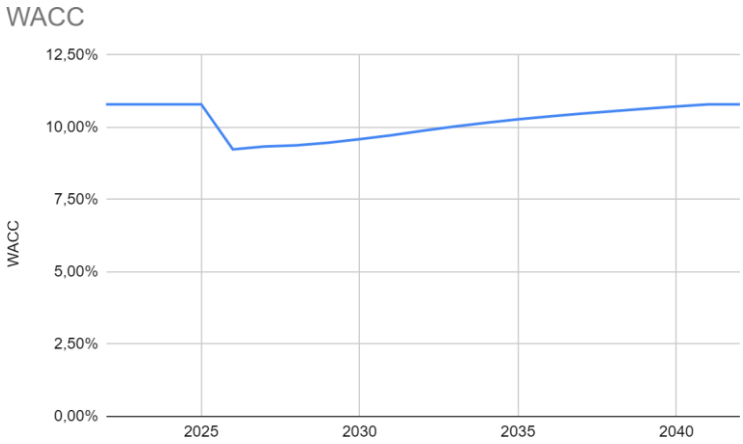


Figura 8.2. WACC durante la vida útil del proyecto.

En promedio, la tasa de descuento es de 10,10% en dólares.

8.3. Valuación

Confeccionados los flujos de fondos del proyecto, se procede a su evaluación mediante diversas metodologías.

Primero se realiza el valor actual neto a 2022, año de primera inversión, descontando con la tasa WACC los flujos de fondos en dólares.

Preliminarmente, este valor actual neto resulta U$S6.259.036 por lo cual se considera un proyecto económicamente conveniente, al menos con los parámetros estudiados a valor esperado. Es por eso que luego se procederá, en el análisis de riesgos, a maximizar la probabilidad de que el VAN sea positivo, mitigando las fuentes de riesgo no sistemático.

Se expone en el siguiente gráfico:

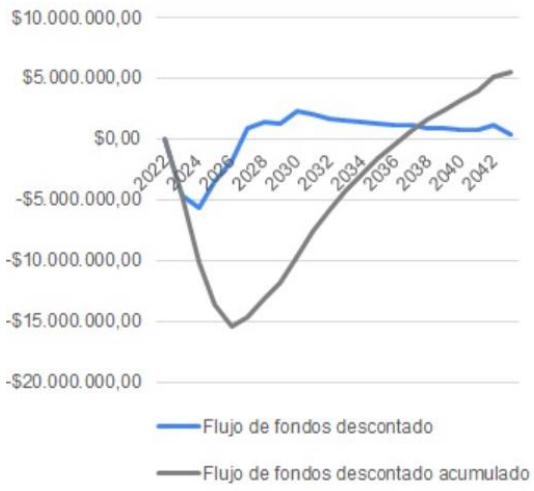


Tabla 8.3. Flujos descontados y flujos acumulados del proyecto.

8.4.Cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR)

También se calcula la tasa que anula el valor presente de los flujos de fondos, esta resulta ser de 13,4545%. De esta tasa, se puede apreciar que también es conveniente el proyecto ya que resulta ser superior a la tasa WACC promedio.

8.5. Periodo de repago

1. Periodo de repago simple. Esta metodología consiste en calcular el flujo acumulado a valor nominal de cada año y calcular el año en que cambia de signo.

   El periodo de repago simple resulta en 10 años.

2. Periodo de repago descontado, este consiste en sumar los flujos descontados a la tasa WACC y evaluar cuando dicha suma cambia de signo.

   En este caso, el periodo de repago es de 15 años, es decir, el proyecto se repaga en el año 2037.

8.6. Análisis de flujos del inversor

Se analiza el flujo de fondos del inversor para evaluar sus ganancias en caso de que se realice el proyecto.

Primero se analiza el VA de los flujos al *Equity*, descontandolos a la tasa Ke calculada en el modelo de la WACC. EL valor actual, para los inversores resulta de U$S2.665.945, con una TOR de 14,4185 %. De lo cual se desprende que el grado de apalancamiento es de 99,73%.

Entonces, dado que el VAN del flujo del inversor resulta positivo con una TIR superior a la tasa de descuento promedio del capital, el proyecto resulta económicamente atractivo y el inversor recupera sus inversiones en aproximadamente 5 años.

Conclusión del capítulo económico financiero

Se concluye estudiando el comportamiento económico - financiero del proyecto. Para ello, será necesario considerar distintos aspectos o indicadores económicos, como el valor actual neto, las tasas de retorno y demás indicadores. Estos últimos son una primera aproximación respecto de la rentabilidad y el atractivo del proyecto, en particular desde el punto de vista del inversor. Se espera que si el proyecto resulta ser económicamente viable, entonces exista la posibilidad de que se lleve adelante; caso contrario, el proyecto será descartado y archivado para cuando se den las condiciones bajo las cuales este sea rentable.

Finalizado el desarrollo de la entrega, se llega a la siguiente conclusión determinante para el desarrollo del proyecto y es que se trata de un proyecto económicamente rentable y atractivo tanto para el inversor como para el proyecto mismo. Se arriba a esta conclusión, dado que el VAN del proyecto, descontado a su WACC, resulta de U$S6.259.036; mientras que el VAN del inversor resulta en U$S2.665.945, a valor actual.

Debe tenerse en cuenta que la valuación se hizo en base a un precio estimado, pero que, en una entrega posterior, de riesgos se analizará con mayor detalle la dispersión de los resultados esperados.

IV CAPÍTULO DE RIESGOS

Introducción a análisis de riesgo.

La última etapa del análisis de viabilidad económica es el análisis de riesgo, el cual se lleva adelante en los subsiguientes incisos.

El objeto del análisis de riesgo es comprender en mayor profundidad el riesgo asociado al proyecto de inversión y en base a este el comportamiento de ciertos indicadores financieros o de rentabilidad del proyecto; por ejemplo, será de interés determinar para cierto nivel de confianza cuales son los rangos entre los cuales se hallará el VAN, dados ciertos escenarios, a la probabilidad de que este sea positivo o negativo.

Para llevar a cabo el análisis de riesgos del proyecto se deberán comprender cuales son las distintas variables de riesgo asociadas al proyecto y sus distribuciones de probabilidad y correlaciones. Conociendo las distribuciones de probabilidad de las variables de riesgo se realizan una serie de simulaciones de Montecarlo y se analiza el comportamiento de las variables de referencia para cada set de simulaciones. Como conclusión de los análisis de Montecarlo, además, se buscará identificar el impacto de los distintos riesgos para el proyecto.

Habiendo identificado el impacto de distintos riesgos, para cada uno de ellos, se define una estrategia de mitigación que puede ser mitigarlo, reduciendo su impacto o su probabilidad de ocurrencia, o absorberlo. Para cada uno de los riesgos que puedan ser mitigados se define la estrategia o herramienta de mitigación y se simula nuevamente el comportamiento del proyecto habiendo mitigado el riesgo. Así, se mide el impacto de las herramientas de mitigación y se reevaluar los indicadores de interés.

Finalmente, habiendo mitigado los riesgos con posibilidad de mitigación, se evalúan opciones reales del proyecto, con el fin de tomar provecho de la volatilidad del proyecto, las cuales se ejecutarán en caso de aportar al proyecto un valor superior a su costo.

1. Identificación de variables de riesgo.

Se introduce una gama inicial de variables que se estiman pueden tener impacto en el proyecto, partiendo de los análisis de ingeniería, mercado y económico financiero.

Luego estas variables serán modeladas según corresponda en el modelo del proyecto, para así cuantificar sus impactos acordes a su variabilidad natural y realizar una mitigación de las variables con mayor impacto.

A continuación, se presentan los principales factores que se tuvieron en cuenta para analizar. Luego, se detallará la modelación matemática de cada riesgo en apartados posteriores.

Variable de riesgo	Tipo de variable	Descripción	Tipo de riesgo
Paros gremiales	Operativa	Representa horas perdidas de producción debido a paradas de planta por paradas gremiales.	Asistemáticos
Mantenimiento correctivo	Operativa	Representa horas perdidas de producción por mantenimiento correctivo esporádico.	Asistemáticos
Otras paradas	Operativa	Representa horas perdidas de producción por paradas adicionales de planta por factores como falta de biogás en un momento dado del año.	Asistemáticos
Eficiencia de captura	Operativa	Representa cuanto % del biogás generado en el relleno puede ser realmente aprovechable.	Asistemático
Radio de influencia	Operativa	Representa la influencia que tiene una perforación en cuanto a la captación de biogás. Afecta de manera directa las inversiones en pozos.	Asistemático
Composición del biogás	Relleno	Representa el % de metano en el biogás. Afecta al poder calorífico y las emisiones del proyecto.	Asistemático
Poder calorífico	Relleno	Representa la capacidad de generación de energía del biogás generado en el proyecto.	Asistemático
Periodo de pago CAMMESA	Contractual	Representa los días que tarda CAMMESA en pagar las ventas realizadas por el proyecto.	Asistemático
Basura entregada	Contractual	Representa el % de la cantidad de basura necesaria en el diseño de ingeniería que CEAMSE realmente entrega	Asistemático
Riesgo país	Macroeconómica	Representa el riesgo de incumplimiento de las obligaciones de deuda del Tesoro Nacional, lo cual es una representación de la prima de mercado para el rendimiento de los inversores.	Sistemático
Inflación Argentina	Macroeconómica	Representa la evolución de la inflación en pesos durante la ejecución del proyecto. Afecta costos en pesos e inversiones en pesos.	Sistemático
Proyección de inflación en dólares	Macroeconómica	Representa la evolución en dólares durante la ejecución del proyecto. Afecta a inversiones y costos en dólares.	Sistemático

Devaluación	macroeconómica y suceso	Representa la magnitud de una devaluación fuete durante la realización el proyecto.	Sistemático

Tabla 1.1. Identificación de principales riesgos del proyecto.

Se clasifican según su tipología de diversificación, es decir, si los riesgos son sistemáticos o asistemáticos. Y además se clasifican según área de estudio (Económica, Operativa, del relleno o contractual).

1.1.Riesgos operativos

1.1.1. Factor de planta.

Esta es la principal variable que afecta a la capacidad de la planta de generar energía. Un factor de planta bajo no solo implica una sobreinversión, sino que reduce directamente la facturación y los ingresos del proyecto.

El análisis de esta variable de riesgo se compone en los diversos factores que pueden afectar de manera directa la capacidad de generación del proyecto.

Los factores considerados fueron:

- Las horas dedicadas a mantenimiento preventivo.

  Esto es un factor determina, ya que queda determinado dentro del plan de mantenimiento establecido en el análisis de ingeniería. Se establece en un 10% del total del año.

- Las horas dedicadas a mantenimiento correctivo de la planta.

  Esto es un factor aleatorio que depende de la probabilidad de fallas de las diferentes maquinarias en la planta. Nuevamente, esta variable está correlacionada con el costo del mantenimiento, y se asume que la relación es directa y lineal; en este sentido, en caso de haber una variación en las horas dedicadas a mantenimiento correctivo de la planta, se modela el 50% de dicha variación en los costos de mantenimiento.

Figura 1.1. Distribución de probabilidades de las paradas de correctivo.

Parámetros de la distribución	Valor
Mínimo	3%
Más probable	4%
Máximo	5%

Tabla 1.2. Parámetros de la distribución de probabilidades para las paradas de correctivo.

Para dimensionarlo, se establece una distribución triangular con mínimo de 3% del tiempo total disponible de producción en un año, máximo de 5% y valor más probable de 4% ya que no se cuenta con información completa sobre la probabilidad de falla de todas las máquinas.

- Horas de parada de planta por paros gremiales.

Considerando paradas históricas en rubros similares, se establece una distribución triangular con mínimo de 10 días al año de parada, máximo de 20 y valor más probable de 15.

Figura 1.2. Distribución de probabilidades de paradas gremiales.

Parámetros de la distribución	Valor
Mínimo	10 días
Más probable	15 días
Máximo	20 días

Tabla 1.3. Parámetros de la distribución de probabilidades de las paradas gremiales.

- Otros factores como parada por falta de recurso en un momento del año.

Aquí se completan factores como falta de recurso o paradas adicionales que no sean ni por mantenimiento o por huelgas.

Aquí como se tiene poca información se establece una distribución uniforme entre 0% y 3%

Figura 1.3. Distribución de probabilidades de factor de planta.

Todas estas variables afectan al factor de planta, quitando horas productivas. La fórmula utilizada para el cálculo y modelado en el Excel se indica a continuación.

$$FP = 1 - MPreventivo - MCorrectivo - OtrosFactores - \frac{DiasParo}{365} \quad (33)$$

Analizando el factor de planta de manera aislada, se llega a que posee la siguiente distribución, la cual se asemeja a las sugeridas en proyectos similares de biogás de relleno sanitario. Por este motivo, se considera que el modelado planteado es adecuado, dando una media ligeramente superior a 80%, donde estos proyectos similares poseen una media de 85% o más con una forma también acampanada. Se cree que esta media inferior, se debe principalmente a las paradas por reclamos gremiales que son más frecuentes en la Argentina que en los países estudiados.

Como componente adicional al modelado de riesgos, se asocia el mantenimiento correctivo a un incremento en los costos. Se modela de manera directamente proporcional al tiempo insumido en mantenimiento correctivo, mediante la siguiente fórmula.

$$SobreCostoMant = CostosBase(1 + \frac{MCorrectivo}{2})$$

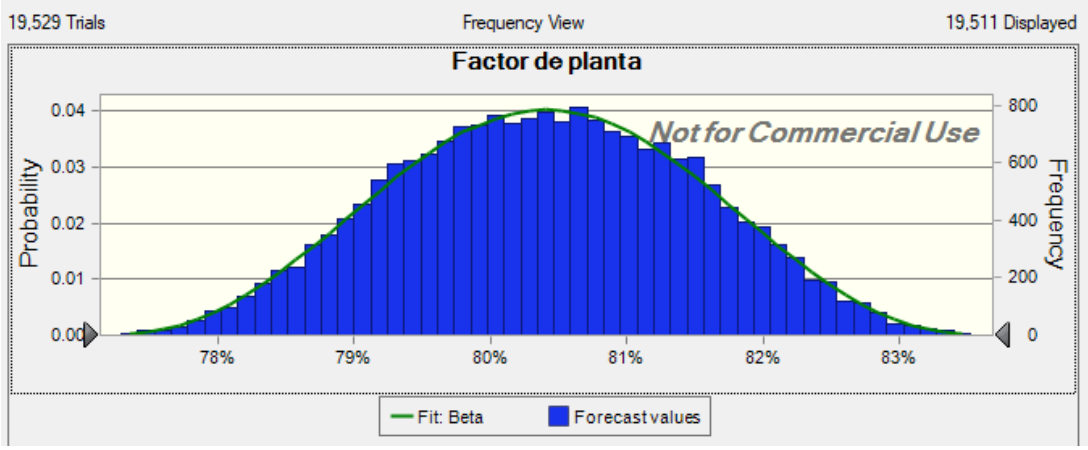


Figura 1.4. Distribución resultante del factor de planta.

1.1.2. Eficiencia de captura.

Este factor, como se mencionó en el análisis de ingeniería, determina cuanto del biogás generado en el relleno es realmente aprovechable. Impactando directamente en la basura necesaria y la cantidad de pozos que se necesitan para poder operar en los niveles deseados. Es decir, tiene un impacto directo en el nivel de inversión, ya que se modela directamente en el balance de línea planteado en el estudio de ingeniería.

Dado que esta eficiencia de captura depende de muchos factores, como lo es el grado de compactación de los residuos, la estructura del relleno (si es isoentrópico o no), la humedad presente en el relleno, y muchísimos otros más. Se considera que el proceso que sigue esta variable es normal, apoyándonos en el teorema central del límite.

Para dimensionar esta variable, entonces, se toma un supuesto de normalidad, con media y desvío tomados de referencias de otros proyectos. Hans Oonk (2012).

Se toma una media de 73% (la que se tomó en el caso base de ingeniería) y un desvío estándar de 2%, acotándolo en 69% y 76%.

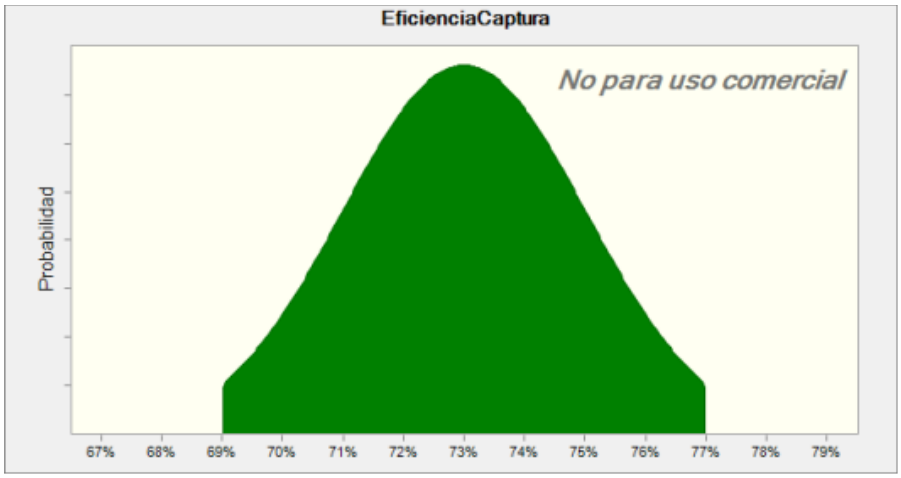


Figura 1.5. Distribución de probabilidades de la eficiencia de captura.

Parámetros de la distribución normal	Valor
Media	73%
Desv. Est.	2%
Mínimo	69%
Máximo	77%

Tabla 1.4. Parámetros de la distribución de probabilidades de la eficiencia de captura.

1.1.3. Radio de influencia.

Esta variable, como se mención en el estudio de ingeniería, determina cuanta superficie abarca una perforación en el relleno, es decir, cuantos metros a la redonda, el pozo tiene capacidad de succionar el biogás.

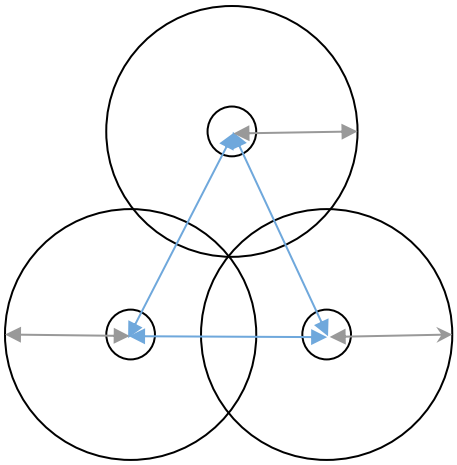


Figura 1.6. Pozos de extracción de biogás. Fuente: Elaboración propia.

Al igual que la eficiencia de captura, esta variable depende de muchos factores, los cuales se omiten por simplicidad en el modelo.

Como se mencionó en el estudio de ingeniería, los radios de influencia de cada pozo se suelen hallar en un rango de valores comprendido entre los 25 metros y los 35 metros, fuera de ese rango, el sistema de captación perderá efectividad. Para cada relleno no existe un modelo matemático simplificado que permita calcular el radio de influencia óptimo que maximice la eficiencia de captación o que permita realizar estudios de sensibilidad de eficiencia de captación versus radio de influencia para comparar la ganancia de la eficiencia de captación vs. la variación de los costos del sistema de extracción. Sin embargo, para el diseño de las perforaciones, se deberá tener en cuenta que fuera de los rangos anteriormente mencionados empiezan a ocurrir fenómenos de interferencia entre los pozos y de pérdida de la capacidad de captación de cada uno de estos.

Dichos fenómenos pueden ocurrir a medida que se acercan o se alejan los pozos de extracción, por lo que, a priori, no se puede apostar por un radio de influencia que apalanque los efectos de interferencia y pérdida de capacidad de captación. Ambos efectos son ocasionados por la superposición de efectos debidos a la mecánica de los fluidos dentro del pozo.

En la succión de cada uno de los pozos de extracción se generan movimientos ciclónicos del biogás, cuyo radio depende de la permeabilidad del terreno, el grado de degradación de los residuos, su viscosidad y el flujo de biogás captado; a medida que se acercan los pozos de extracción ocurre interferencia en los conos de extracción (flujos ciclónicos) de cada cañería, generando desvíos del caudal y movimientos turbulentos que no permiten la extracción del biogás. Por otro lado, a medida que se alejan los pozos de extracción, la capacidad de captación de cada uno de los pozos disminuye debido a que deben colectar biogás que se haya más lejano, y la capacidad con que este migre dentro del pozo dependerá de características físicas del relleno, la viscosidad del gas y de los residuos, del nivel de humedad y de la generación de líquidos lixiviados dentro del relleno sanitario, principalmente.

En base a este análisis, se dimensiona como una variable aleatoria de distribución normal, tomando como media el escenario esperado utilizado en el estudio de ingeniería (30m), acotándolo entre 25 y 35 metros con un desvío de 2m.

Esta variable, suele determinarse de manera empírica para cada proyecto, ya que cada relleno sanitario es prácticamente único en el mundo. Y se mide al realizar las primeras perforaciones a medida que se va construyendo el relleno sanitario, mediante estudios de comportamiento del flujo extraído y presión.

Se establece que esta variable tendrá una correlación de 0,77 con la eficiencia de captura, ya que en el análisis de ingeniería se estudió que son variables muy dependientes.

Se modela esta variable en dimensionamiento del relleno, que se analizó en ingeniería.

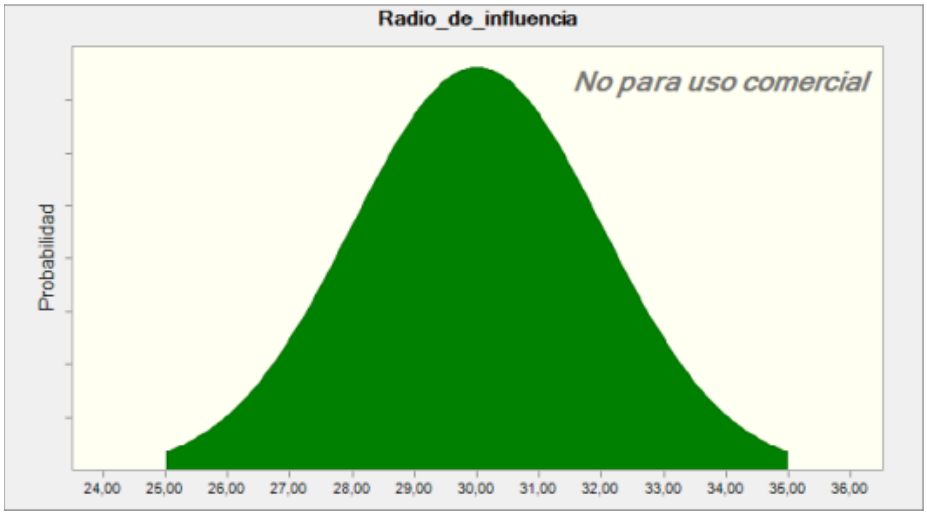


Figura 1.7. Distribución de probabilidades para el radio de influencia.

Parámetros de la distribución	Valor
Media	30,00 m
Desv. est.	2,00 m
Mínimo	25,00 m
Máximo	35,00 m

Tabla 1.5. Parámetros de la distribución de radio de influencia.

1.1.4. Composición del biogás (% de Metano)

Es esencial considerar la variabilidad en este factor ya que determina la capacidad de entregar energía de un relleno sanitario. A mayor % de metano, mayor es el poder calorífico que del biogás, por lo tanto, se puede extraer más energía por unidad de volumen, reduciendo la necesidad de máquinas más grandes y caras.

Esta variable, como la eficiencia de captura, depende de una enorme cantidad de factores, por lo que se espera que tenga un comportamiento normal. Se tomará como media el valor considerado en el estudio de ingeniería (50%) y un desvío de 2%, en un rango entre 40% y 60% que son los valores usuales en la industria. He ‘roux et al. (2020)

Esta variable quedará mejor determinada una vez construidas las primeras etapas del relleno, donde, mediante una cromatografía a partir de muestras con pozos de sondeo, se afina el valor de concentración de metano, junto con la de otros gases.

Además, tiene un impacto directo en las emisiones totales del proyecto, como lo es el metano total destruido o las emisiones de dióxido de carbono.

1.1.5. Poder calorífico del biogás

Altamente dependiente de la composición del biogás, a un mayor valor, se podrá entregar más energía con menor volumen de biogás. Se considera esta variable además de la composición de metano, ya que el poder calorífico puede cambiar, aunque la composición del metano se mantenga constante debido a la variación en otros componentes o gases presentes en el biogás como lo puede ser vapor de agua, azufre, nitrógeno, hidrogeno, etc. Que pueden aumentar o disminuir el poder calorífico.

Si bien, manteniéndose constante la proporción de metano, el poder calorífico puede verse modificado, el metano es el principal contribuyente al valor del poder calorífico del biogás, por lo que se opta por correlacionar estas variables con un alto grado. Se opta por un coeficiente de correlación de 0,98 para la simulación de Montecarlo, aunque no se cuenta con datos para definir estadísticamente la correlación de las variables. Para análisis futuros y con un mayor nivel de

verosimilitud, será conveniente analizar con mayor profundidad la correlación entre ambas variables.

Se recuerda la siguiente ecuación termodinámica.

$$Hactual = \frac{V_{CH4}}{V_{Total}} Hbase \tag{34}$$

Se puede apreciar que hay proporcionalidad entre el poder calorífico y el porcentaje en volumen de metano en la mezcla. Se aplican correcciones, ya que algunos componentes no son inherentes en la combustión y quitan poder calorífico al biogás ya que toman calor, como puede ser la presencia de humedad. Por este motivo la correlación no es perfecta.

1.2. Riesgos contractuales.

1.2.1. Periodo de pago de CAMMESA.

Esta variable es crítica en cuanto a que afecta directamente en las inversiones de capital de trabajo por los créditos por venta y la caja mínima, lo que además genera altas inmovilizaciones de efectivo en caso de que el periodo sea muy elevado.

Históricamente, el plazo de pago de CAMMESA para contratos de RenovAr ha sido de 60 días, pero ha habido ligeros atrasos, y, considerando que en el mercado mayorista ha habido atrasos significativos, se considera que es esencial considerar en la valuación del proyecto una posible variabilidad en esta variable a fines de considerar los escenarios más pesimistas.

Dado que los pagos no han sido inferiores a 60 días, se toma este valor como mínimo de pago, y como máximo 100 días.

A partir de estos extremos, se dimensiona al riesgo como una variable aleatoria de distribución triangular con los extremos mencionados anteriormente y con valor más probable 60 días, basado en los pagos históricos desde que existen los contratos RenovAr, ya que se espera que la probabilidad de que llegue a esos valores extremos sea menor a la del plazo histórico.

Al tener un impacto directo sobre las inversiones, las cuales impactan especialmente los flujos del proyecto en los primeros años del proyecto, se analizará en detalle esta variable.

Como puede verse en el gráfico a continuación, tiene tendencia a impactar de manera negativa en el VAN, pero no tanto para hacerlo negativo en el escenario base, sin embargo, se requiere analizar

su impacto en la simulación de Montecarlo para terminar de considerar si es un riesgo importante para el proyecto.

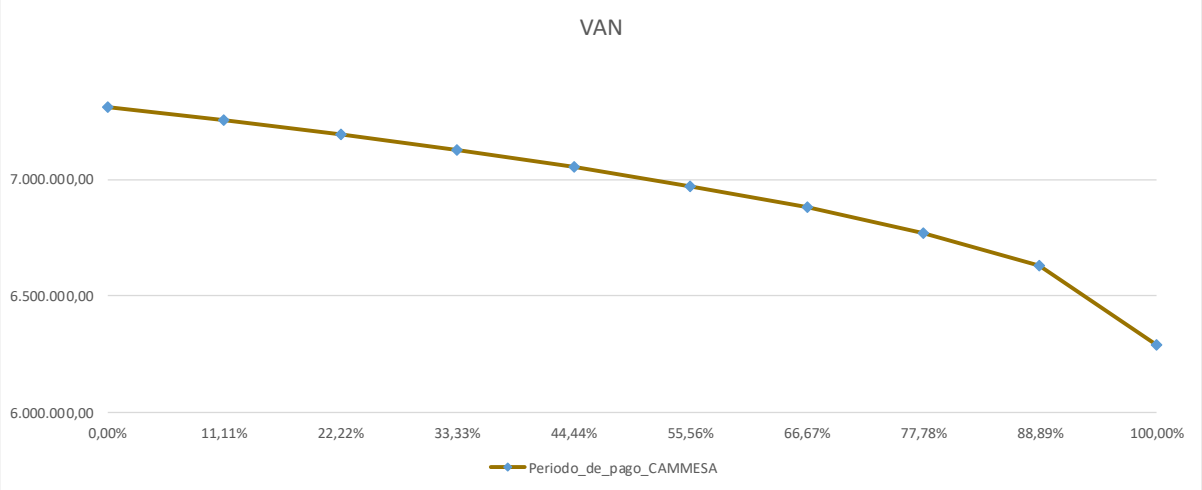


Figura 1.8. Spider chart para VAN y periodo de pago de CAMMESA.

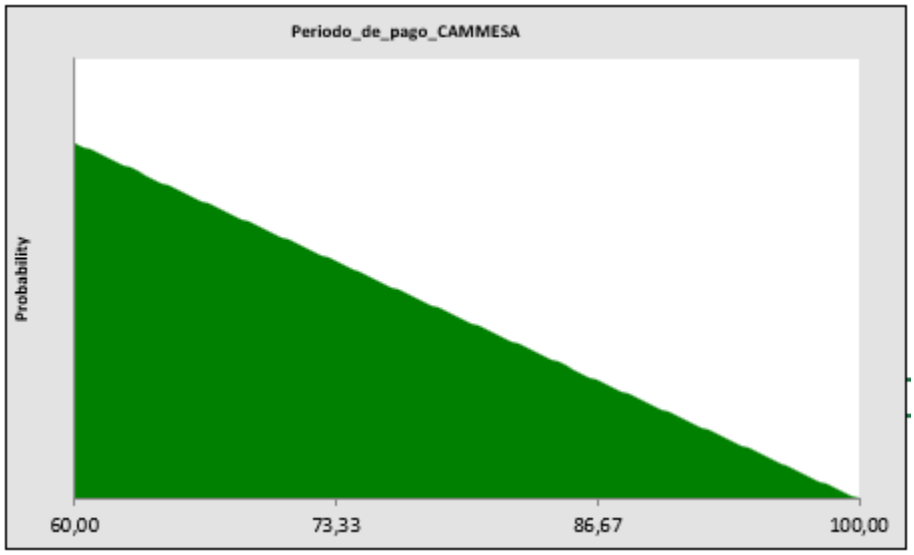


Figura 1.9. distribución de probabilidades del periodo de pago de CAMMESA.

Se modela como una distribución triangular, dado que no hay información suficiente para hacer inferencia sobre el proceso estocástico que sigue dicho riesgo.

Por último, se la correlaciona con una posible devaluación ya que se espera que a una mayor devaluación, mayores sean las dificultades de pago de CAMMESA. Se coma un coeficiente de correlación de 0,9. Además, solo ocurrirá en caso de que ocurra una fuerte devaluación, durante el mismo año.

Con esto se modela una inversión adicional en capital de trabajo por créditos por ventas debido al incremento en los días de pago.

1.2.2. Basura entregada por CEAMSE.

Por cómo se plantea el proyecto, la basura es entregada por CEAMSE, sin costo, pero sacrificando el tipping fee que correspondería a la empresa por deshacerse de la basura. Sin embargo, CEAMSE tiene un elevado poder de negociación ya que tiene características monopólicas en el manejo de la basura en el conurbano bonaerense. Dado lo anterior, la disponibilidad de basura podría estar en riesgo, bajando la capacidad que se podría construir para la planta generadora, por ejemplo, si CEAMSE decidiese hacer un proyecto similar, actuando como competidor, o decidiese usar la basura para otros fines lucrativos como puede ser el reciclaje y compostaje.

El escenario base del estudio de ingeniería y económico financiero se plantea con el supuesto de que la totalidad de la basura necesaria para el proyecto puede ser adquirida. Pero, en el análisis de riesgo se modela una variabilidad en la cantidad disponible, con valores más probables cerca del 100% con una disminución progresiva de la probabilidad a medida que el desabastecimiento es más grande.

Esta variable se considera para todo el proyecto, afectando directamente el tamaño de la planta. Esto es así, ya que según el análisis realizado durante el estudio de mercado para 2023 CEAMSE habrá colapsado su capacidad de disposición de basura, lo cual ocurre el mismo año que se estimó la reapertura de las licitaciones RenovAr. Habiendo dicho lo anterior, se plantea la posibilidad que CEAMSE desarrollé un proyecto que limite el acceso a la materia prima a la par que el proyectista de la usina eléctrica a biogás, por lo que lo plantea como una variable que afecte a la totalidad del proyecto.

Además, se modela como una distribución beta como máximo 100%, mínimo 50% con un sesgo tirado hacia el 100%. Se opta por la distribución Beta ya que es muy aplicada a porcentajes. (Johnson, 2016).

Al igual que el período de pago, se pone especial foco en esta variable ya que puede tener un impacto muy severo en la rentabilidad si esta llega a tomar valores bajos. Analizando el spider chart individual se puede observar cómo impacta en el VAN.

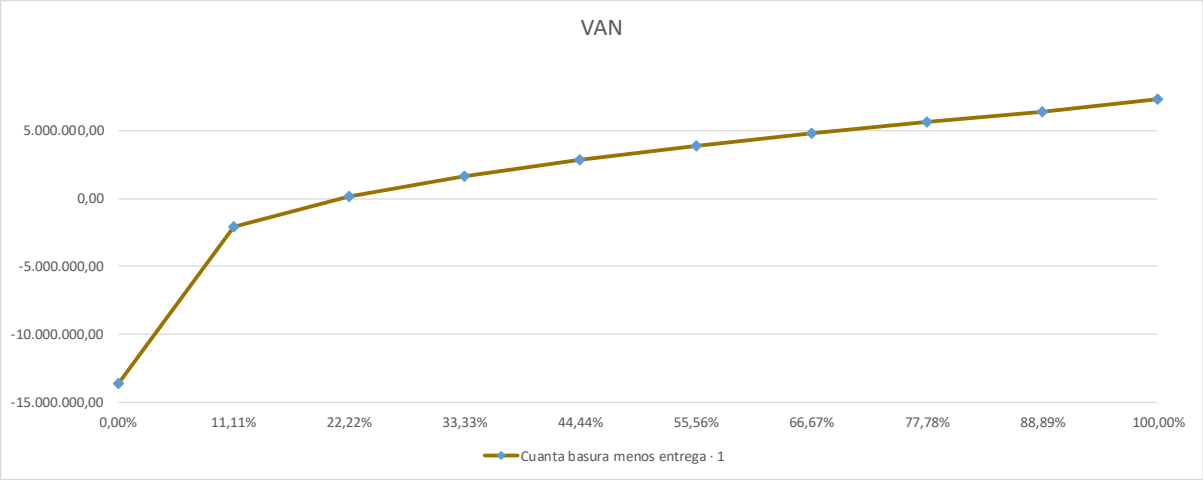


Figura 1.10. Spider chart VAN vs basura entregada por CEAMSE.

Si bien para gran parte del rango el VAN se mantiene positivo, debajo del percentil 11%, el valor del VAN se ve afectado severamente.

1.2.3. Pesificación.

Puede ocurrir que, al momento de realizar las licitaciones, los contratos se hagan en pesos argentinos y no en dólares estadounidenses, por lo que es esencial analizar como cambiaria el valor del proyecto en esta situación. Sin embargo, al ser una variable cuya probabilidad de ocurrencia es muy difícil de estimar, se optará por desarrollarla mediante escenarios, es decir analizar el proyecto en la situación normal histórica de los contratos y otra con contratos en pesos. En este último caso, se supone una licitación en dólares al tipo de cambio de la licitación, que luego se convierte a pesos y será actualizado con las proyecciones de inflación. Esto se espera que, al tener todas las inversiones en dólares, tenga un impacto severo en la rentabilidad del proyecto.

También, se toma como escenario alternativo que haya pesificación y congelamiento de tarifas, lo cual es algo ha sucedido en el pasado en el mercado mayorista de energía en Argentina numerosas veces. Sin embargo, no hay sucedido en los contratos de RenovAr hasta el momento.

Las probabilidades de ocurrencia se destallan y explican más adelante.

1.2.4. Incumplimiento de contrato

En todos los tipos de contratos, tanto RenovAr 1 cómo RenovAr 2 y 3 se licita una potencia en MW, en base a la cual se deberá entregar energía, medida en MWh al SADI. Sin embargo, existe un mínimo de contrato que, en caso de no entregarse a CAMMESA, se deberá compensar económicamente. Ese mínimo de contrato se define según el tipo de contrato como:

1. Si es un contrato del tipo RenovAr 1/2, entonces la energía mínima comprometida es aquella que el oferente se ofrece a suministrar como mínimo por año de producción durante el contrato de abastecimiento; que no debe ser menor al nivel de generación con un 99% de probabilidad de excedencia. Dicho valor surge de un análisis estadístico a cargo del generador de energía eléctrica.
2. Si se trata de un contrato del tipo Renovar 3, existe un mínimo que el oferente se compromete a cumplir según su oferta, a libertad de elección.

Según hablado con expertos normalmente los mínimos son de un 50 a 60% de la potencia instalada, considerando un factor de planta del 100%. Para modelar este riesgo, se toma un mínimo de contrato equivalente al 60% de la capacidad instalada.

Según el tipo de contrato, existen distintas penalidades por el incumplimiento del contrato:

1. Si es del tipo RenovAr ½, entonces se debe pagar un costo de deficiencia de 160 US$/MWh por cada MWh no entregado.
2. Si es del tipo RenovAr 3 entonces se debe pagar una multa por deficiencia del 0,5% del precio adjudicado por 1% de deficiencia.

Además de las penalidades que se consideraron anteriormente, se debe contemplar como modelar este riesgo o multa en caso de darse un escenario de pesificación. Para ello, ya que no existe evidencia de contratos anteriores, se calcula el cociente entre el precio y la multa en dólares y se asume que esa será la multa a pagar. En este caso, de un 23% adicional del precio por cada MWh.

1.3.Riesgos macroeconómicos.

Estos riesgos son aquellos factores macroeconómicos que modifican los flujos de fondos año a año, así como cuestiones contractuales con CAMMESA. Aquí se tomarán diversos criterios y supuestos partiendo de los modelos de proyecciones desarrollados en el estudio económico financiero.

Las variables estudiadas entonces serán, la inflación argentina, la inflación de los Estados Unidos de América, el tipo de cambio real, el tipo de cambio nominal y el riesgo país.

1.3.1. Riesgo país.

Esta variable, la cual afecta a la tasa de descuento, indica cuanto es la prima que pagan los bonos, en este caso del tesoro argentino, respecto de los de la Reserva Federal de los Estados Unidos, que son considerados libres de riesgo (Rf). Por eso, es un indicador frecuentemente utilizado como el riesgo de invertir en un país determinado.

Dado que es una variable muy volátil, y no se pueden hacer suposiciones lo suficientemente fundadas sobre sus proyecciones a futuro, se toma como valor constante para todo el proyecto de 21% adicional para el costo del capital propio.

Considerado esto, también se contempla hacer una apertura de este riesgo, ya que muchas veces no todo el riesgo que representa este indicador aplica a todos los proyectos por igual. Para esto se analizan por separado los riegos de expropiación, transferibilidad y convertibilidad.

La expropiación es el riesgo de que el proyecto sea expropiado por parte del Gobierno. Esto representaría una perdida muy importante para los inversores. Si bien en la Argentina hay antecedentes de expropiación, estas han sido sobre grandes empresas de servicios públicos como agua, gas natural y distribuidoras de energía. Y también empresas de recursos naturales como YPF. Si bien no hay antecedentes en la expropiación de empresas generadoras de energía en el rubro de las bioenergías durante el último año, ha habido crecientes intentos de expropiación de empresas por parte del gobierno por lo que se considera mediano a alto el riesgo y que debe considerarse de manera completa.

Convertibilidad es acceso al mercado de cambios, el cual es esencial para el proyecto planteado, tanto para el pago de deudas como pago a proveedores de tecnología, la cual es mayoritariamente importada. Este riego, dadas las condiciones de acceso limitado al mercado de divisas, se considera alto.

La transferibilidad es el riesgo de girar divisas al exterior para los inversores. Este riesgo es importante si los inversores capitalistas son del exterior. Si así sucediese, este riesgo será elevado.

Dado este análisis se considera que no es necesario corregir el indicador EMBI+ utilizado en la tasa de descuento.

1.3.2. Inflación Argentina.

El modelo planteado para la inflación se armó teniendo en cuenta la estabilización promedio de los países vecinos de la Argentina luego de periodos de alta inflación. Los principales parámetros de este modelo son los años que tarda en estabilizarse la inflación, y el valor al cual se estabiliza.

Estos dos parámetros quedan plasmados en la siguiente ecuación.

$$\pi_t = a e^{b(t-2022)} \tag{35}$$

Donde a es el valor inicial de la serie proyectada de inflación y b es un parámetro que es función del valor de estabilización promedio de la región, los años que tarda en alcanzarse la estabilización y adicionalmente una prima por ser Argentina.

Entonces, los dos parámetros a introducir en el modelo para luego realizar la sensibilidad y simulación de Montecarlo son, el valor al cual se estabiliza la inflación y cuantos años se tarda en llegar a dicho valor, tomando como escenario esperado, los valores de la región.

Mediante este modelo, entonces, se pueden generar escenarios de inflación como los que se ven en el siguiente gráfico.

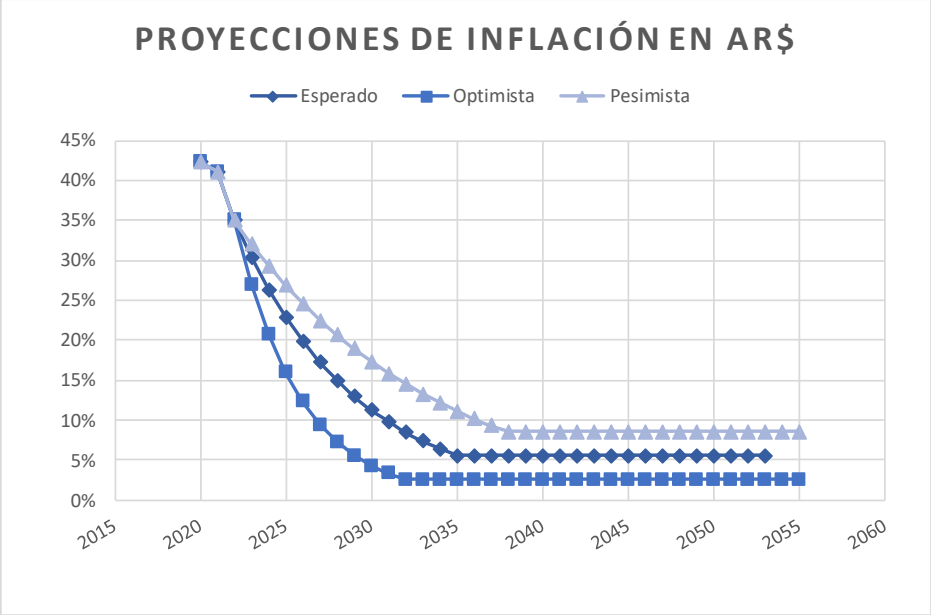


Figura 1.10. Escenarios de inflación.

Entonces, los parámetros se modelan de la siguiente manera.

Primero, se modela con una distribución triangular la prima de inflación respecto del valor promedio histórico al que se estabilizaron países similares de la región.

Los parámetros son:

Parámetros de la distribución.	Valores
Mínimo	0,01
Más probable	0,02
Máximo	0,03

Tabla 1.6. Parámetros de la distribución de probabilidades para la prima de inflación de estabilización.

Figura 1.11. Distribución de probabilidades para la prima de inflación de estabilización en pesos.

Luego, los años de estabilización se tomaron de la siguiente manera.

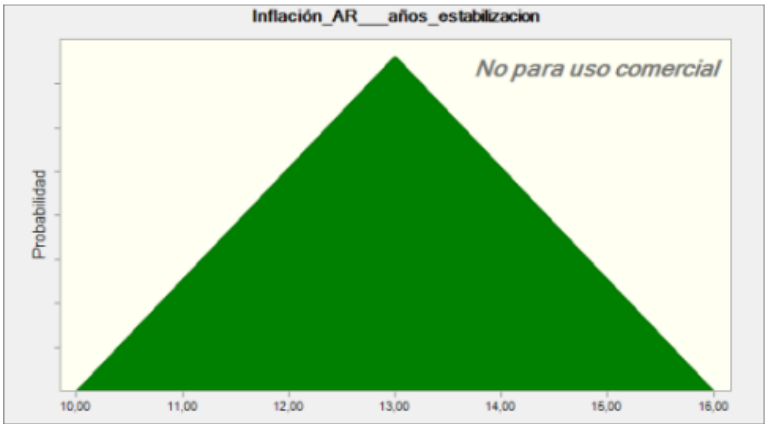


Figura 1.12. Distribución de probabilidades para los años que tarda en estabilizarse la inflación en pesos.

Parámetros de la distribución.	Valor
Mínimo	10,00 años
Más probable	13,00 años
Máximo	16,00 años

Tabla 1.7. Parámetros para la distribución de probabilidades de los años de estabilización de la inflación en pesos.

1.3.3. Proyección de inflación en dólares.

De manera análoga al modelo para inflación en pesos, para la inflación en dólares se plantea un modelo para generar escenarios partiendo del base, que en este caso era una inflación constante del 2% anual durante la realización del proyecto.

En este caso, se modela un parámetro de inflación hacia el final del proyecto, el cual se alcanza de manera exponencial partiendo del valor inicial de 2%.

El parámetro, entonces queda modelado de la siguiente manera. Se opta por una distribución triangular ya que no se cuentan con estimaciones sobre estos escenarios.

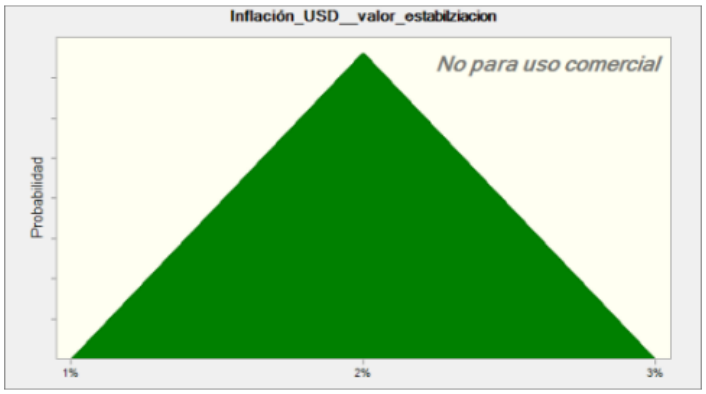


Figura 1.13. Distribución de probabilidades para el valor terminal de la inflación en dólares.

Parámetros de la distribución	Valores
Mínimo	1%
Más probable	2%
Máximo	3%

Tabla 1.8. Parámetros de la distribución de probabilidades para el valor de estabilización de la inflación en dólares.

1.3.4. Cambio brusco en el tipo de cambio.

Argentina suele sufrir repetidas veces fenómenos de atraso cambiario, lo que luego lleva a devaluaciones repentinas del peso argentino, es por eso por lo que se opta por incorporar esta posibilidad al modelo.

Primero se modela el año en que cambia bruscamente el tipo de cambio nominal. Se considera que durante los años del proyecto ocurrirá una única vez con igual probabilidad de ocurrencia en todos los años.

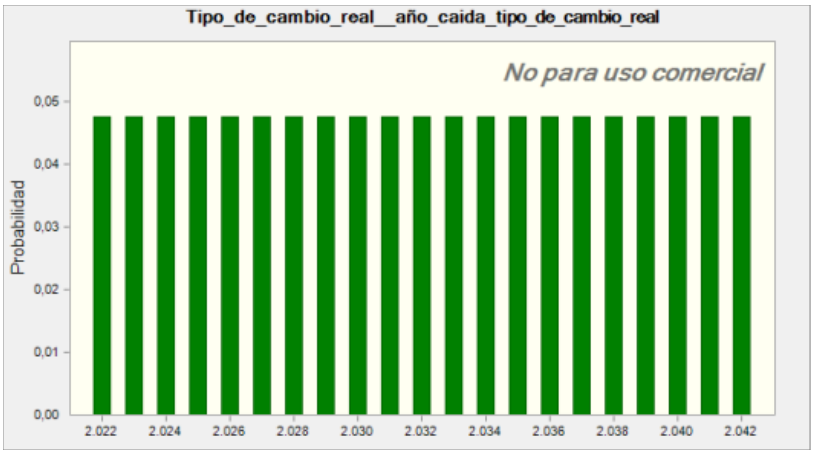


Figura 1.14. Distribución de probabilidades para el año donde ocurre la devaluación fuerte durante el proyecto.

Parámetros de la distribución	Valores
Mínimo	2.022
Máximo	2.042

Tabla 1.9. Parámetros de la distribución del año de ocurrencia de la devaluación.

Y luego, se establece la magnitud de dicha devaluación. Esto no solo tiene impacto en la facturación al momento de la devaluación por el valor del tipo de cambio sino también impacta en el precio pagado por CAMMESA, ya que se establece en los contratos que, con una devaluación elevada, se puede reducir hasta un 10% el precio pactado en el contrato.

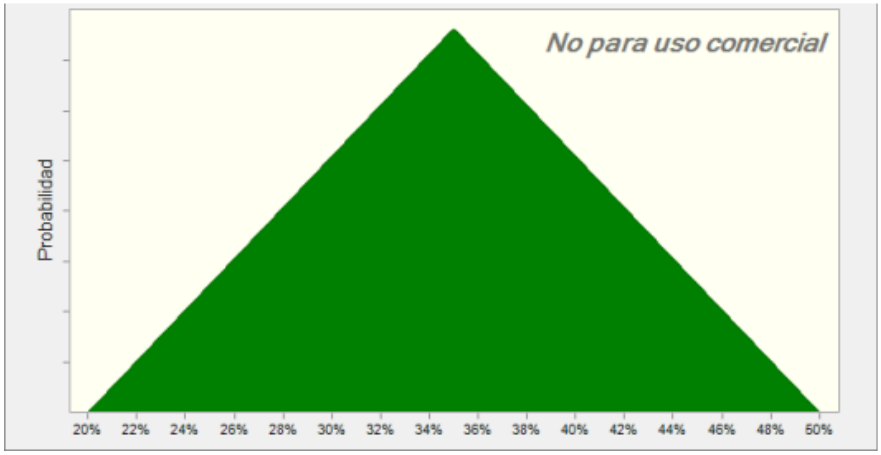


Figura 1.15 Distribución de probabilidades para la magnitud de la devaluación.

Parámetros de la distribución	Valores
Mínimo	20%
Más probable	35%
Máximo	50%

Tabla 1.10. Parámetros de la distribución de probabilidades para la magnitud de la devaluación.

Se toma como supuesto, que las demás proyecciones, al modificarse el tipo de cambio se mantienen constantes y lo único que ve alterado es el tipo de cambio real, el cual afecta las proyecciones futuras del tipo de cambio nominal según el modelo de vida media desarrollado en el estudio económico financiero.

$$TCReal = TCN \frac{Inflacion\ acumulada\ dólares}{Inflacion\ acumulada\ pesos\ argentinos} \quad (36)$$

1.4. Resumen de variables de riesgo.

A continuación, se resume en una tabla la modelización y cada una de las variables de riesgo identificadas.

Variable	Distribución	Parámetros
Horas de paro gremial (Días)	Triangular	Min:10 Max: 15 Moda: 20
Otros factores (%)	Uniforme	Min: 0% Max: 3%
Paradas correctivo (%)	Triangular	Min:3% Max:4% Moda: 5%
Intensidad devaluación (%)	Triangular	Min: 20% Max: 35% Moda: 50%
Composición metano (%)	Normal	Media: 50% Desvío: 2% Min: 40% Max: 60%
Costo geomembrana (%)	Uniforme	Min: $ 24000 Max: $ 35000
Riesgo aprovisionamiento basura (%)	Beta	Min: 50% Max: 100% Alfa: 4 Beta: 1,2
Eficiencia de captura (sin corregir)	Normal	Media: 73% Desvío: 2% Min: 77% Max: 69%
Años de estabilización de inflación ARG	Triangular:	Min: 10 Max: 16 Moda: 13
Prima inflación	Triangular	Min: 1% Max: 3% Moda: 2%
Inflación estabilización USD	Triangular	Min: 1% Max: 3% Moda: 2%
Periodo de pago CAMMESA (días)	Triangular	Min: 60 Max: 100 Moda: 60
Poder calorífico	Normal	Media: 19,65 Desvío: 1 Min: 15 Max: 25
Radio de influencia	Normal	Media: 30 Desvío: 2

		Min: 25 Max: 35
Reducción de abastecimiento con contrato	Beta	Min: 80% Max: 100% Alfa: 5 Beta: 3
Año de devaluación fuerte	Uniforme discreta	Min: 2022 Max: 2042

Tabla 1.11. Resumen de variables de riesgo.

2. Variables de referencia.

Las variables de referencia son aquellos KPIs que se consideran esenciales para evaluar el proyecto en cuestión, tanto económicamente como cualitativamente para presentar a posibles inversores.

Las variables que se tendrán en cuenta son entonces: Valor actual neto del flujo fondos del proyecto (VAN), tasa interna de retorno (TIR), periodo de repago y por último como adicional por ser un proyecto de energía, el costo nivelado de la energía para poder comparar más adecuadamente con otras tecnologías del mercado eléctrico.

El VAN mide la rentabilidad del negocio, considerando los flujos generados, este se analizará desde la perspectiva de su distribución de probabilidad y cuanta probabilidad hay de que esta variable sea negativa, es decir, que probabilidad hay de que el proyecto no sea rentable.

La TIR corresponde a la tasa de descuento que anula el valor presente de los flujos del proyecto. Si bien la información que provee es incompleta sin considerar el VAN, muchos inversores utilizan esta tasa como KPI de selección de proyectos, por lo que es relevante presentar su comportamiento frente a los diversos riesgos del proyecto.

Con el periodo de repago, sucede algo similar a la TIR, pues puede ser que el VAN sea atractivo, pero los requerimientos de los inversores sean más exigentes en cuanto a el repago del proyecto, por lo que podría decidirse no invertir en el proyecto.

Por último, el costo nivelado de la energía (LCOE), es una métrica de especial análisis en el mercado eléctrico para poder comparar con la industria y hacer benchmarking.

3. Sensibilidad preliminar: Tornado chart.

Una vez modeladas las variables, se realiza un análisis de tornado chart, para evaluar cuales, a priori serán las variables de mayor impacto en el proyecto, en particular en el VAN. Sin embargo, como se analizan de manera individual, no se deben tomar conclusiones a partir de este análisis ya que no contempla posibles correlaciones entre las variables que puedan generar compensaciones o amplificaciones de los efectos.

Como puede observarse, las principales variables que modifican el VAN son la cantidad de basura que se tiene disponible para realizar el proyecto, y luego los riesgos operativos de eficiencia de captura, radio de influencia y poder calorífico del biogás, además, hay un impacto que puede llegar a ser significativo si ocurre una devaluación muy fuerte.

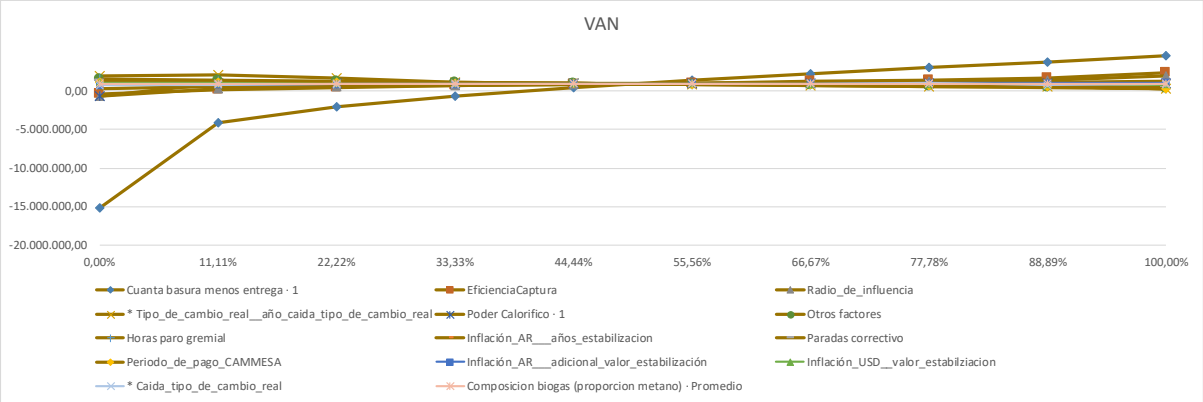


Figura 3.1. Spider chart con todas las variables de riesgo del proyecto.

También, en el Spider chart, se ve la mayor elasticidad en el VAN la genera la basura, mientras el resto de las variables se comportan de manera similar.

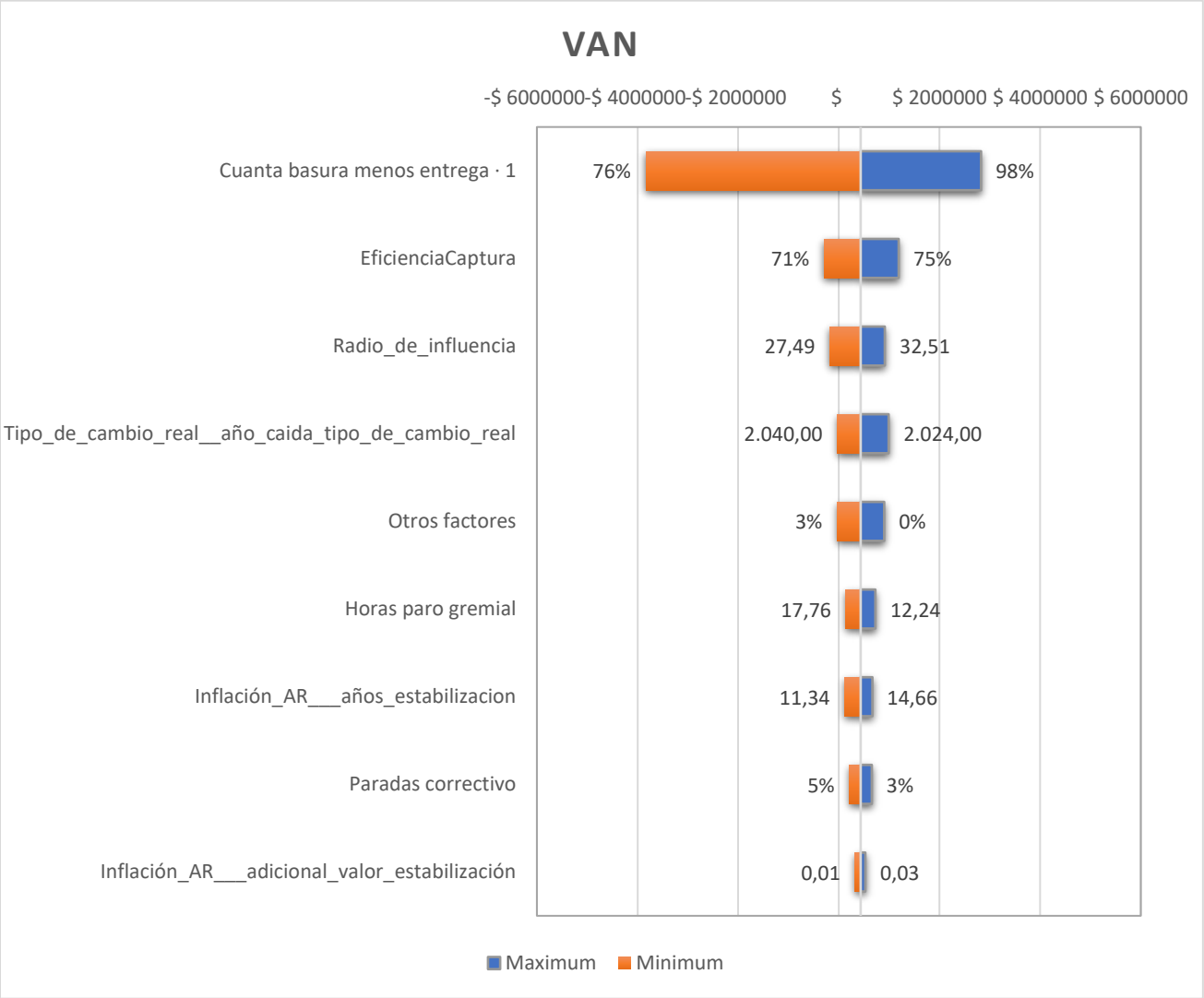


Figura 3.2. Tornado chart para todas las variables de riesgo.

4. Simulación de Montecarlo: Escenarios

Se opta por utilizar escenarios como primer análisis para la simulación de Montecarlo, por simplicidad de modelización y para no introducir variables binarias aleatorias que pueden generar distribuciones de probabilidades multimodales con mucho ruido.

4.1. Escenario sin pesificación.

Partiendo del escenario sin pesificación, es decir, el normal en los contratos RenovAr y con un precio establecido en el análisis de mercado de 130 USD/MWh, se realizó la simulación de Montecarlo. Este escenario se considera con un 80% de probabilidad, ya que si bien hubieron discursos del gobierno de turno acerca de la posibilidad de pesificar contratos, no se encuentra evidencia en el pasado de tal acción.

Luego, se analiza el análisis de sensibilidad sobre el VAN, donde se puede ver que variables contribuyen con mayor proporción a la varianza, para de esta manera priorizar y ordenar las estrategias de mitigación de los riesgos considerados.

En este primer escenario, se nota que hay ciertos casos donde el VAN es mayor que cero, donde podría indicarse a priori que puede llegar a ser un proyecto atractivo. Sin embargo, la probabilidad de VAN negativo es bastante alta, con un 36% de probabilidad, por lo que luego se intentara reducir esto mediante estrategias de mitigación de riesgo.

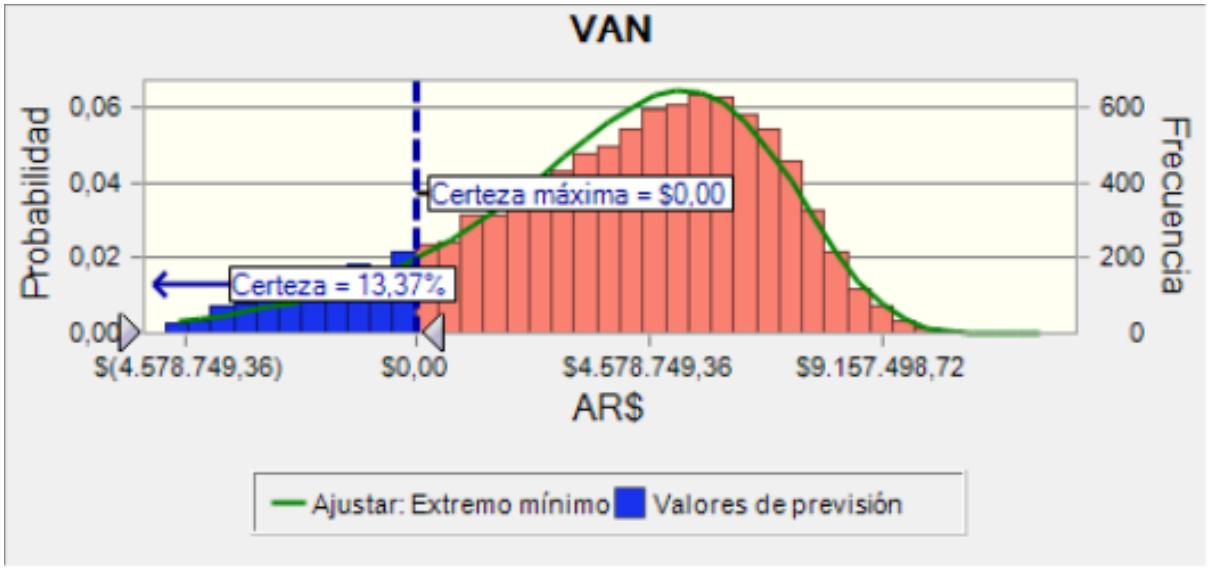


Figura 4.1. Histograma para el VAN con escenario en dólares.

Media	$3.772.318
Mediana	$4.305.226
Modo	---
Desviación estándar	$3.114.795
Varianza	$9.701.950.907.481
Sesgo	$(1)
Curtosis	$4
Coeficiente de variación	$1
Mínimo	$(28.551.083)
Máximo	$14.301.936
Ancho de rango	$42.853.020
Error estándar medio	$31.148
P(VAN<0)	13,37%

Tabla 4.1. Estadísticos del VAN para escenario base en dólares.

Luego se muestra la TIR como una variable más para tener en cuenta en caso de que los inversores la consideren relevante para la inversión o no en el proyecto.

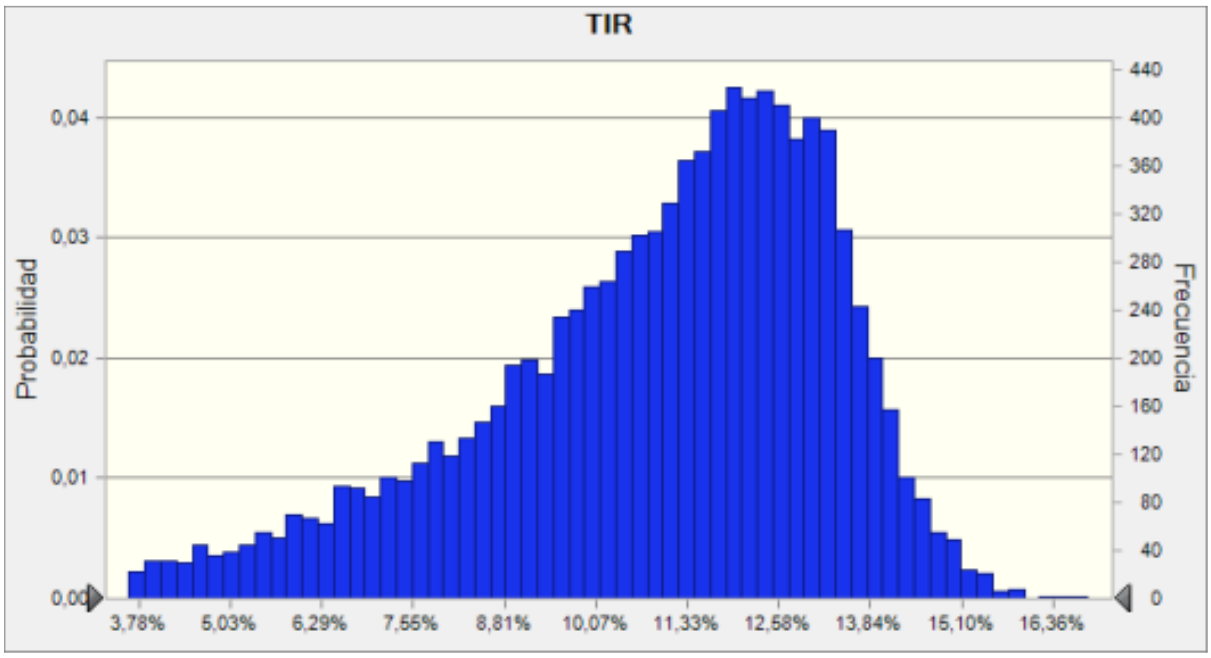


Figura 4.2. Histograma para la TIR en escenario sin pesificación.

Media	10,81%
Mediana	11,35%
Modo	---
Desviación estándar	2,56%
Varianza	0,07%
Sesgo	-1,00
Curtosis	4,15
Coeficiente de variación	0,2369
Mínimo	-3,88%
Máximo	16,82%
Ancho de rango	20,70%
Error estándar medio	0,03%

Tabla 4.2. Estadísticos para la TIR para escenario sin pesificación.

Luego, se analizó la reducción de emisiones de CO2 equivalente durante toda la vida del proyecto, en este caso, para los 3 escenarios la distribución resultó muy parecida con medias muy similares ya que no se ve afectado por las condiciones macroeconómicas.

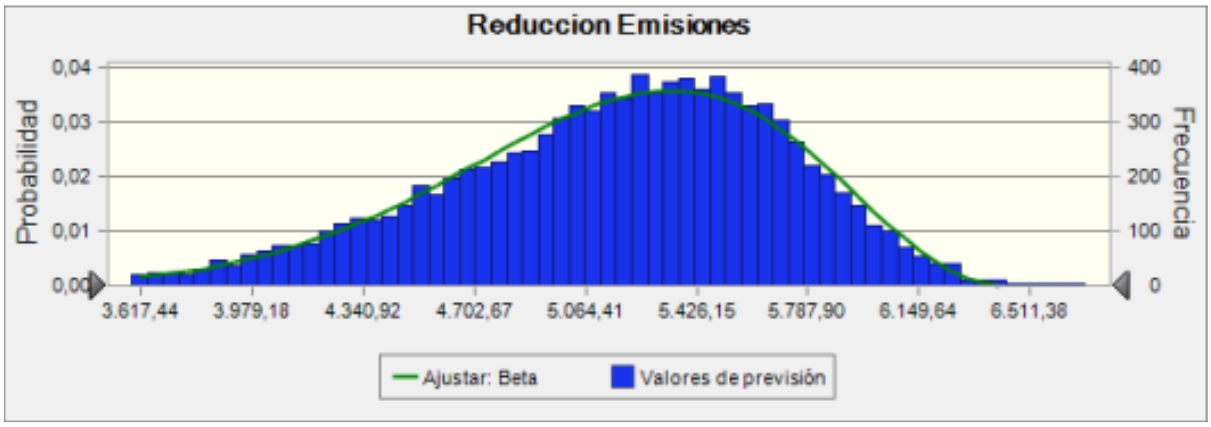


Figura 4.3. Histograma para reducción de emisiones en escenario sin pesificación.

Media	5.152,38
Mediana	5.217,80
Modo	---
Desviación estándar	558,90
Varianza	312.371,42
Sesgo	-0,5050
Curtosis	3,01
Coeficiente de variación	0,1085
Mínimo	2.948,26
Máximo	6.688,11
Ancho de rango	3.739,85
Error estándar medio	5,59

Tabla 4.3. Estadísticos principales para la reducción de emisiones para escenario sin pesificación.

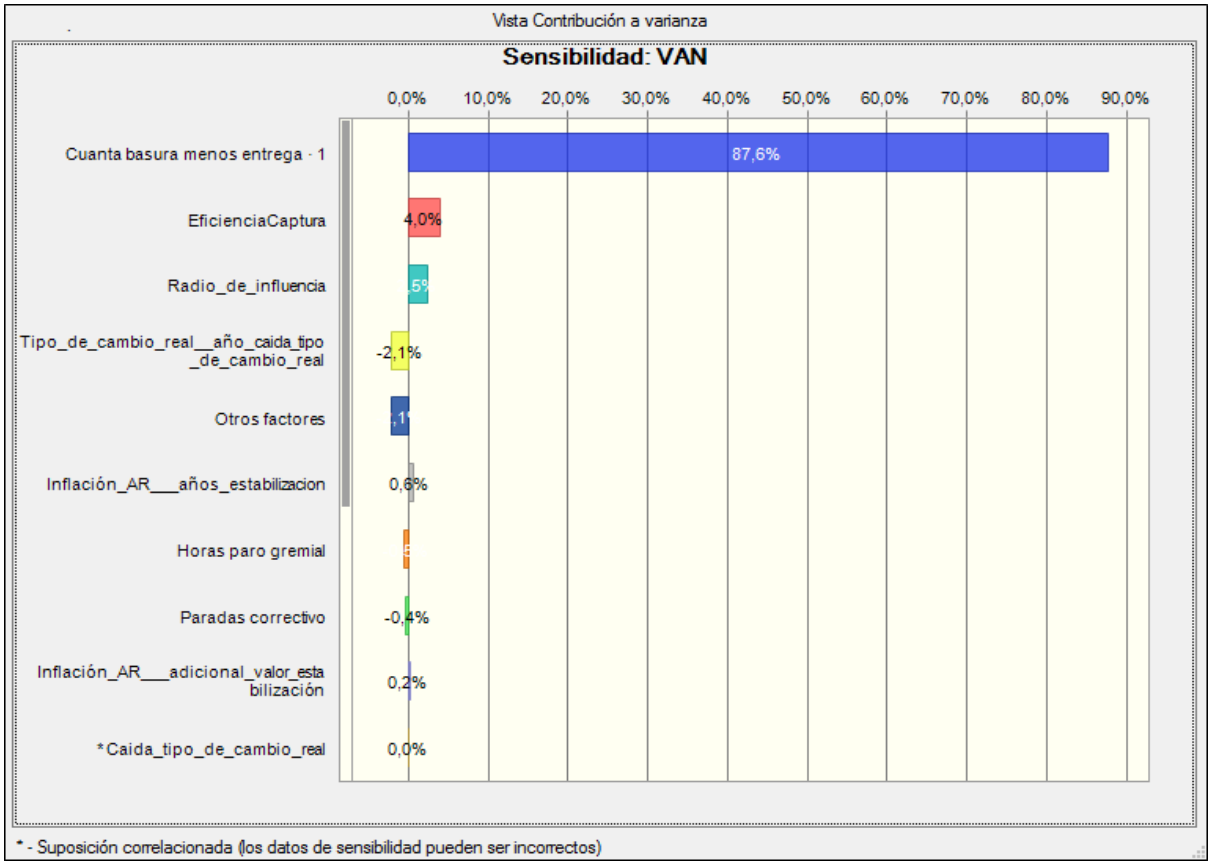


Figura 4.4. Sensitivty chart para VAN en escenario sin pesificación.

Como bien puede notarse en el análisis de sensibilidad sobre el VAN, las variables que mayor contribución a la volatilidad en el valor del proyecto para este escenario son el abastecimiento de basura, la eficiencia de captura y el radio de influencia. Estas variables serán analizadas en el apartado de mitigación de riesgos.

4.2. Escenario con pesificación y ajuste de tarifas por inflación.

Para este escenario se consideró que pesificaban las tarifas, pero se actualizan con las proyecciones de inflación modeladas, las cuales representarían el índice IPC. Se espera que este escenario tenga una rentabilidad ligeramente inferior al escenario anterior ya que la inflación suele estar por detrás del aumento del tipo de cambio en la Argentina, lo cual se conoce comúnmente como atraso cambiario.

Si se da la pesificación (20% de probabilidad, caso complementario del escenario anterior), el ajuste por inflación se considera con un 75% de probabilidad. No se ha encontrado evidencia experta para elegir un número más preciso, pero se considera una buena aproximación ya que, de no estar indexado el contrato, sería un gran desincentivo para el sector energético y generaría un gran riesgo de retiro de potencias para el gobierno.

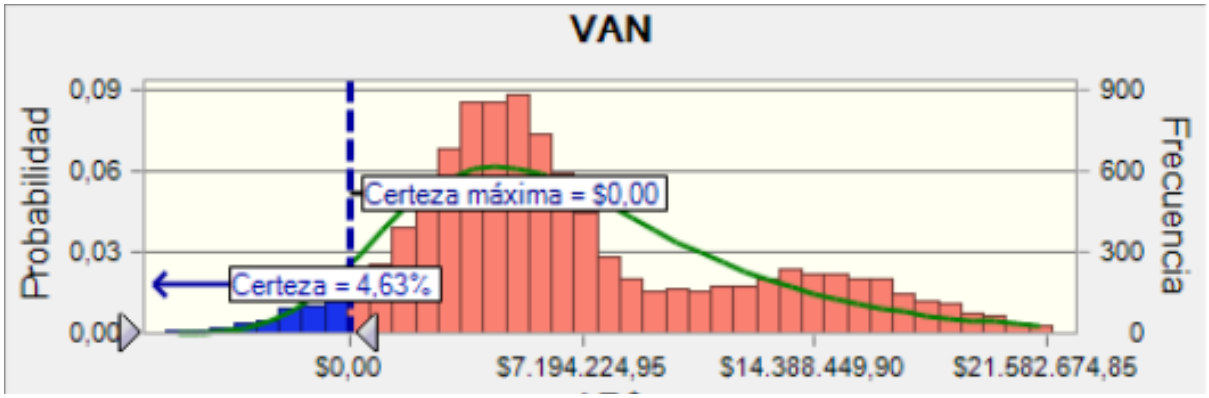


Figura 4.5. Histograma para el VAN en escenario pesificado, pero con indexación por inflación.

Media	$6.955.706
Mediana	$5.503.309
Modo	---
Desviación estándar	$5.271.928
Varianza	$27.793.226.040.550
Sesgo	1
Curtosis	3
Coeficiente de variación	1
Mínimo	$(5.689.467)
Máximo	$24.847.978
Ancho de rango	$30.537.445
Error estándar medio	$52.719
P(VAN<0)	4,63%

Tabla 4.4. Estadísticos para el VAN en escenario pesificado con indexación.

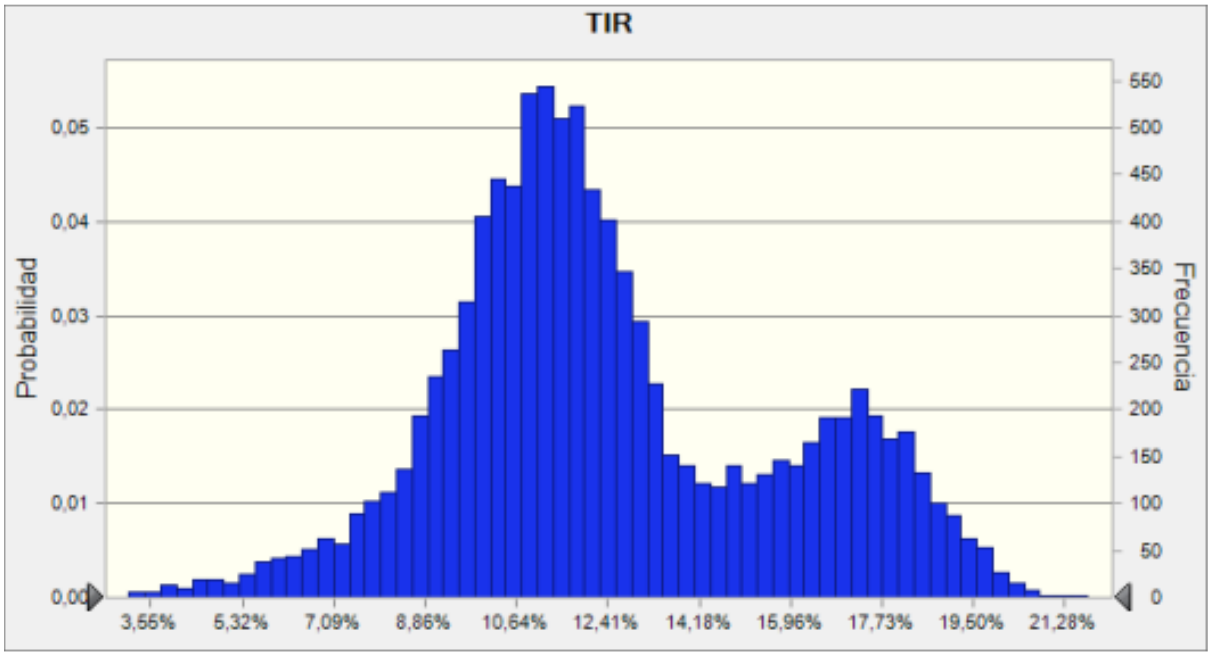


Figura 4.6. Histograma para la TIR en escenario pesificado con indexación.

Media	12,42%
Mediana	11,79%
Modo	---
Desviación estándar	3,32%
Varianza	0,11%
Sesgo	0,2715
Curtosis	2,83
Coeficiente de variación	0,2671
Mínimo	-0,22%
Máximo	21,94%
Ancho de rango	22,16%
Error estándar medio	0,03%

Tabla 4.5. Estadísticos para TIR en escenario pesificado con indexación.

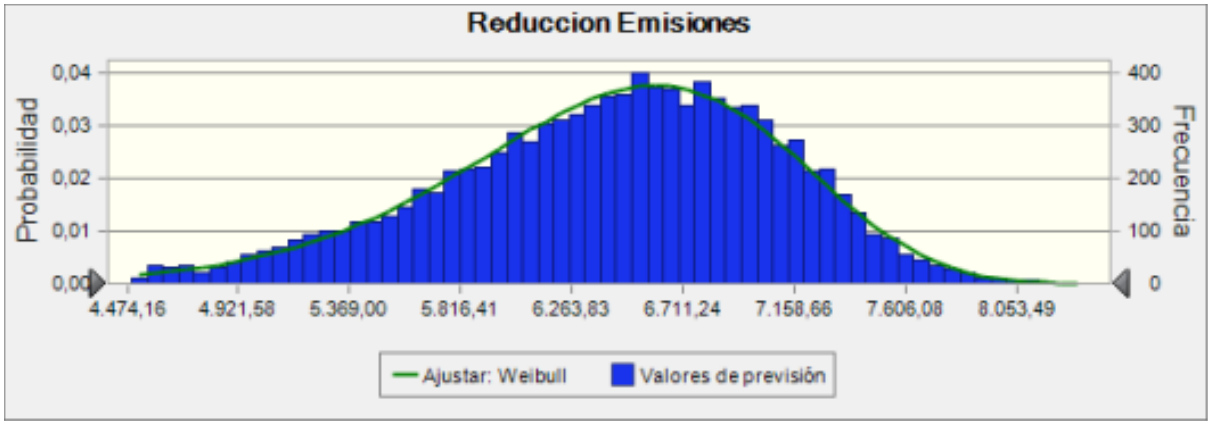


Figura 4.7. Histograma para reducción de emisiones con escenario pesificado con indexación.

Media	6.409,72
Mediana	6.481,55
Modo	---
Desviación estándar	684,82
Varianza	468.979,59
Sesgo	-0,4792
Curtosis	3,05
Coeficiente de variación	0,1068
Mínimo	3.707,69
Máximo	8.344,62
Ancho de rango	4.636,93
Error estándar medio	6,85

Tabla 4.6. Estadísticas para reducción de emisiones para escenario pesificado con indexación.

4.3. Escenario con pesificación y sin ajuste por inflación.

Luego se simulo el caso donde se toma como precio de venta el licitado afectado por los factores de incentivo originales hasta el momento de comenzar a operar, y se mantiene ese valor en pesos durante todo el transcurso del proyecto. Si se da la pesificación de contratos, este caso se considera un 25% probable (complementario del caso anterior), por el riesgo de retiro de potencias mencionado para el gobierno.

Como puede observarse en el histograma proveniente de la simulación de Montecarlo, este escenario es completamente desfavorable, ya que con la tarifa de electricidad está congelada y los costos suben con la inflación, lo cual reduce la rentabilidad año a año. En este caso, el proyecto nunca logra repagarse, no importa el escenario que ocurra. Nótese que todos los intervalos del histograma están muy por debajo de un VAN nulo.

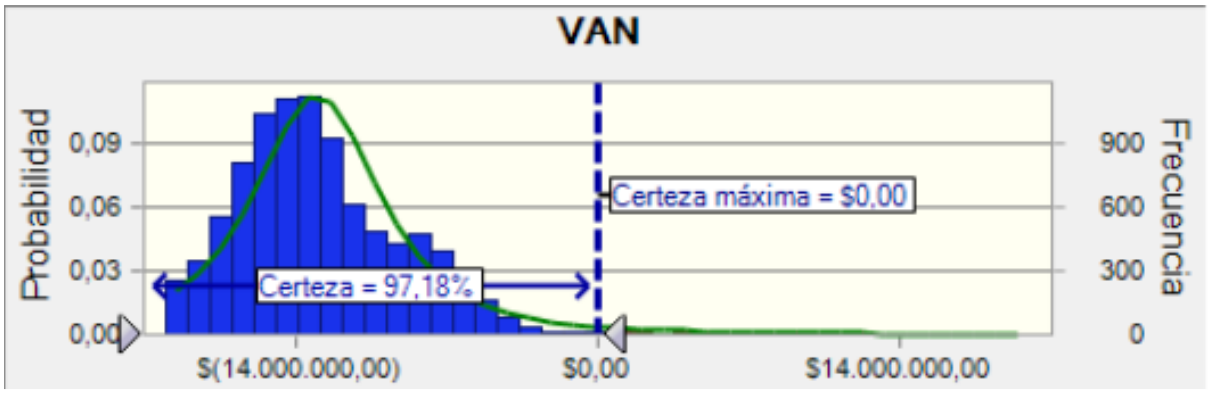


Figura 4.8. Histograma para VAN en escenario sin ajuste de tarifas.

Media	-12.943.690
Mediana	-13.649.425
Modo	---
Desviación estándar	80.143.897
Varianza	6.423.044.248.555.280
Sesgo	67
Curtosis	5.747
Coeficiente de variación	-6
Mínimo	-1.430.351.353
Máximo	6.928.750.217
Ancho de rango	8.359.101.570
Error estándar medio	801.439
P(VAN<0)	97,18%

Tabla 4.7. Estadísticos para VAN en escenario sin ajuste de tarifas.

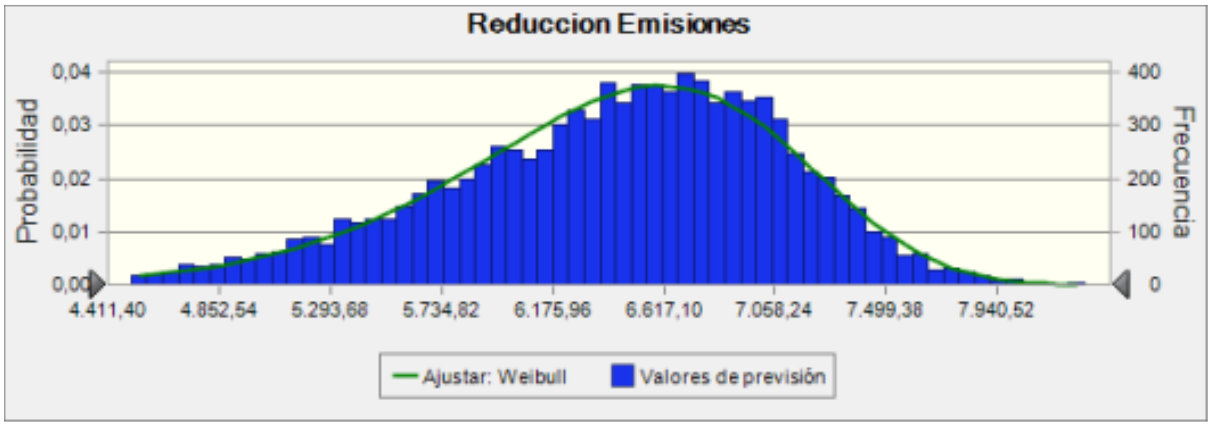


Figura 4.9. Histograma para reducción de emisiones en escenario sin ajuste de tarifas.

Media	5.162,80
Mediana	5.231,23
Modo	---
Desviación estándar	559,86
Varianza	313.448,61
Sesgo	-0,5040
Curtosis	3,00
Coeficiente de variación	0,1084
Mínimo	3.078,71
Máximo	6.680,62
Ancho de rango	3.601,91
Error estándar medio	5,60

Tabla 4.8. Estadísticas para reducción de emisiones en escenario sin ajuste de tarifas.

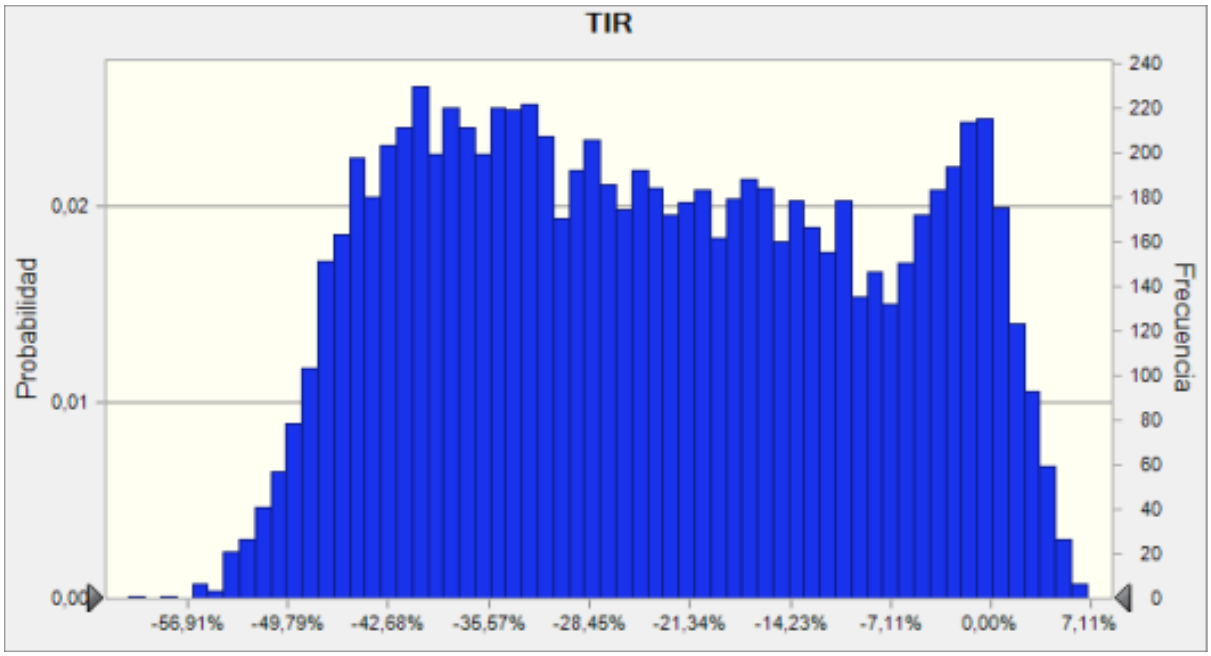


Figura 4.10. TIR para escenario con tarifas congeladas.

Media	-24,02%
Mediana	-24,89%
Modo	---
Desviación estándar	15,37%
Varianza	2,36%
Sesgo	0,0982
Curtosis	1,86
Coeficiente de variación	-0,6399
Mínimo	-60,99%
Máximo	6,76%
Ancho de rango	67,75%
Error estándar medio	0,16%

Tabla 4.9. Estadísticas para TIR en escenario sin ajuste de tarifas.

Como puede observarse, este escenario es altamente inviable, ya que la tasa interna de retorno ronda valores medios de -24%. Lo más probable es que una licitación con esta configuración no se realice ya que no habría proyectos que puedan licitar a un precio competitivo, pues para que sea viable, se debería pedir un precio significativamente superior a la media de mercado.

4.4. Simulación integral.

Se analiza en conjunto todos los escenarios, para así luego analizar el impacto global de las medidas de mitigación y obtener un único precio de licitación.

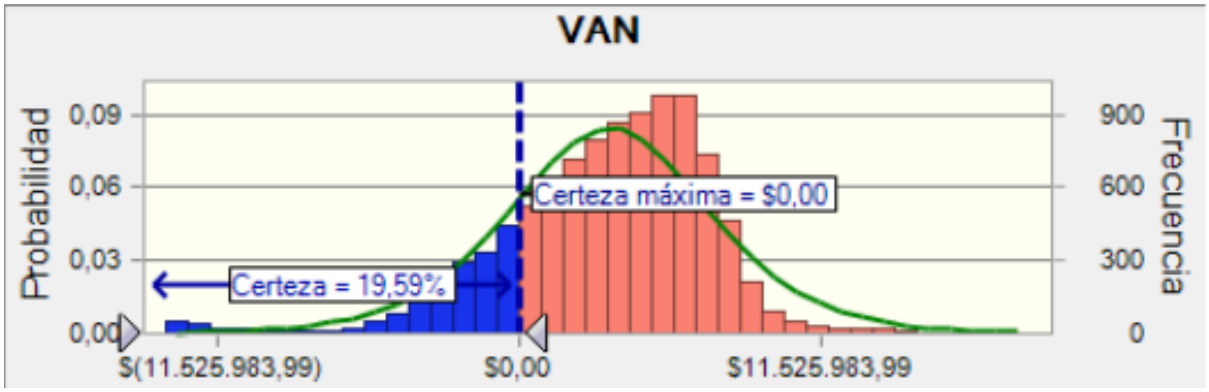


Figura 4.11. VAN simulación integral.

Media	2.924.493
Mediana	3.722.276
Modo	---
Desviación estándar	5.880.604
Varianza	34.581.504.318.407
Sesgo	10
Curtosis	555
Coeficiente de variación	2
Mínimo	-96.413.658
Máximo	284.007.093
Ancho de rango	380.420.751
Error estándar medio	58.806
P(VAN<0)	19,59%

Tabla 4.10. VAN simulación integral.

Sin mitigar, se puede observar que hay una elevada probabilidad de VAN negativo, manteniéndose igualmente la media superior a 0. Además, hay una significativa volatilidad, por lo que aplicar medidas de mitigación podrían ser beneficioso, no solo aumentando la rentabilidad sino también la dispersión de esta.

Luego, se presenta la TIR, TOR y LCOE, que luego se analizan en detalle en las conclusiones.

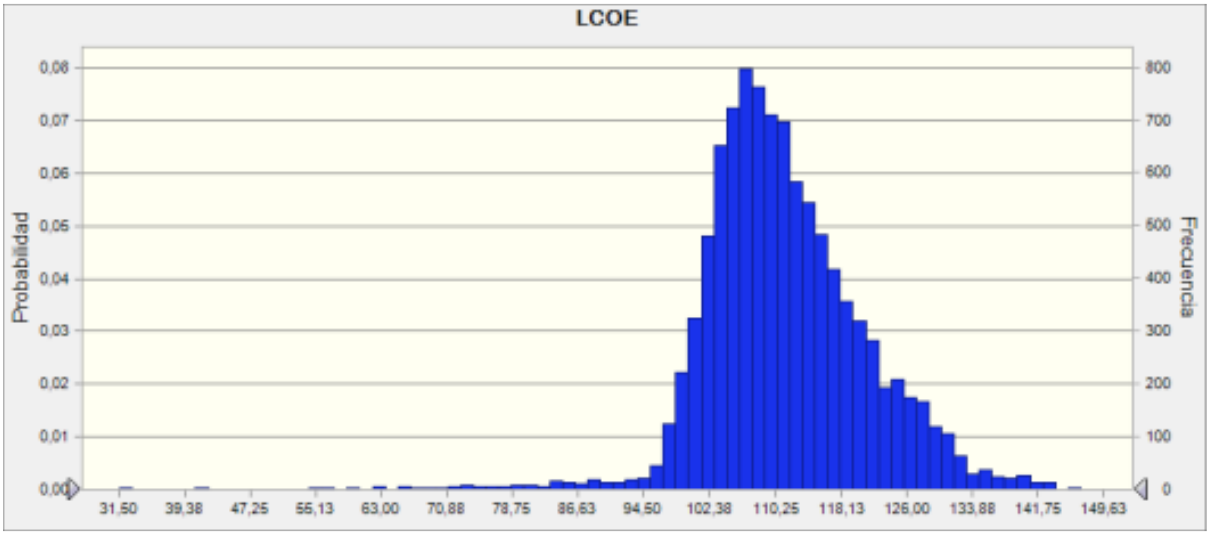


Figura 4.12. LCOE para escenario base.

Media	112,58
Mediana	110,35
Modo	---
Desviación estándar	34,29
Varianza	1.176,03
Sesgo	40,55
Curtosis	2.140,53
Coeficiente de variación	0,3046
Mínimo	5,74
Máximo	2.184,58
Ancho de rango	2.178,83
Error estándar medio	0,34

FIgura 4.11. estadísticos para escenario base de LCOE.

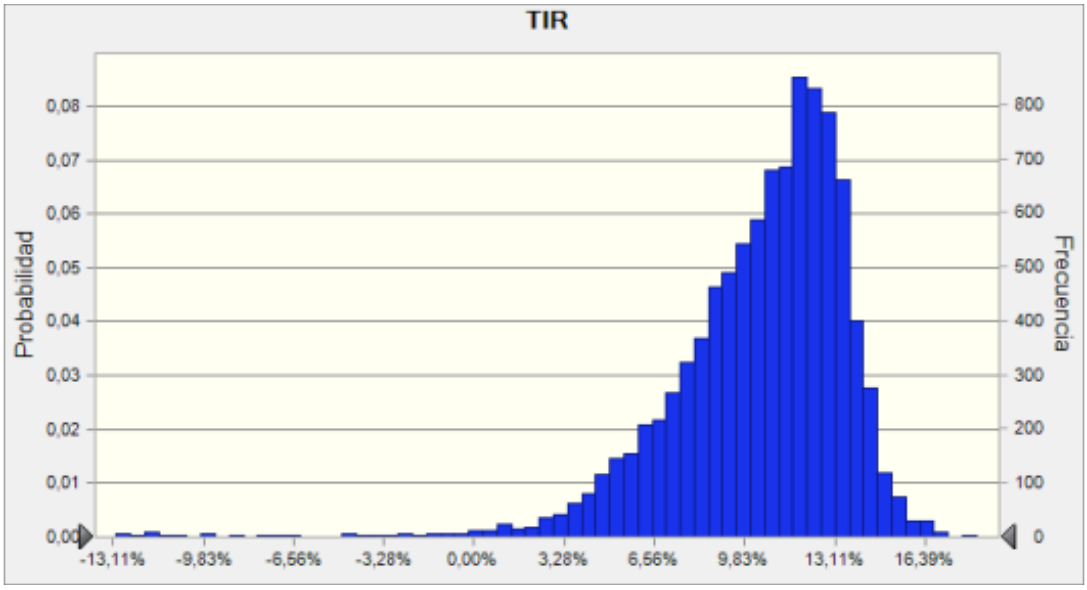


Figura 4.13. TIR para escenario base.

Media	9,19%
Mediana	10,89%
Modo	---
Desviación estándar	7,92%
Varianza	0,63%
Sesgo	-4,83
Curtosis	29,40
Coeficiente de variación	0,8619
Mínimo	-54,29%
Máximo	18,23%
Ancho de rango	72,52%
Error estándar medio	0,08%

Tabla 4.12. estadísticos de TIR para escenario base

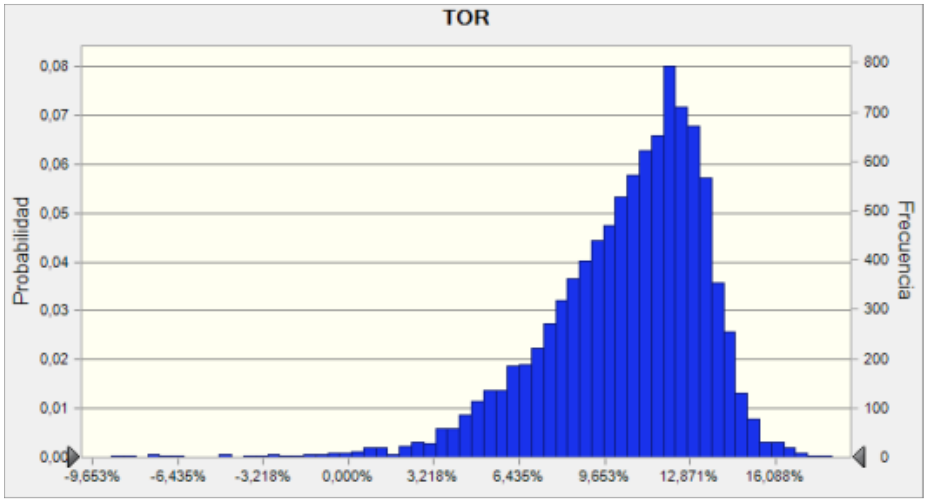


FIgura 4.13. TOR para escenario base.

Media	9,523%
Mediana	10,923%
Modo	---
Desviación estándar	6,753%
Varianza	0,456%
Sesgo	-4,89
Curtosis	31,54
Coeficiente de variación	0,7091
Mínimo	-42,673%
Máximo	18,196%
Ancho de rango	60,869%
Error estándar medio	0,068%

Tabla 4.12. Estadísticos TOR escenario base.

5. Mitigación de riesgos.

A continuación, se presentan distintas herramientas de mitigación de riesgos. Se hallaron 3 riesgos con posibilidad de mitigación, todos mediante coberturas operativas. Para el resto de los riesgos la estrategia será absorber el riesgo. Cada una de las herramientas de mitigación de riesgos y su riesgo asociado se detallan a continuación.

5.1. Abastecimiento de residuos

Del análisis de sensibilidad se desprende que esta es la variable que mayor volatilidad e impacto en el VAN tiene, ya que afecta directamente al tamaño de la planta. Lo mismo sucede en el análisis de tornado. El motivo de este impacto es que limita directamente la capacidad a establecer del proyecto, lo cual no permite realizar economías de escala con motores más grandes.

Para poder mitigar este riesgo, se planteará una estrategia donde se limite la probabilidad de elevados desabastecimientos por parte de CEAMSE, no por el hecho de que falte basura a nivel conurbano, ya que las proyecciones realizadas de generación dan muy por encima de las necesidades del caso base del proyecto, sino más bien por decisiones operativas de CEAMSE, como destinar la basura para proyectos propios.

Entonces, se plantea un contrato de suministro con CEAMSE, donde se limite la cantidad de desabastecimiento de basura necesaria para el proyecto, que inicialmente se tomó como máximo un 50%. Mediante un contrato se plantea que como máximo, se podrá desabastecer un 15% de la basura necesaria, y si se pasase de dicho limite, se establecerán multas.

Para este contrato se debe considerar que CEAMSE tiene un elevado poder de negociación ya que es prácticamente un monopolio en la gestión de basura. Por esto, es esencial que en el contrato queden todos los detalles necesarios para asegurar debidamente el abastecimiento.

El beneficio que CEAMSE recibirá por armar un contrato con el proyecto es que recibirá el tipping fee de la basura, mientras que, si se incumple el contrato, la multa se establece a valor del tipping fee.

Se analizará luego, a partir del beneficio de la cláusula, los valores de los precios a incluir en el contrato.

Se modela, bajo el contrato a establecer con CEAMSE, que el desabastecimiento se comportara de la siguiente manera.

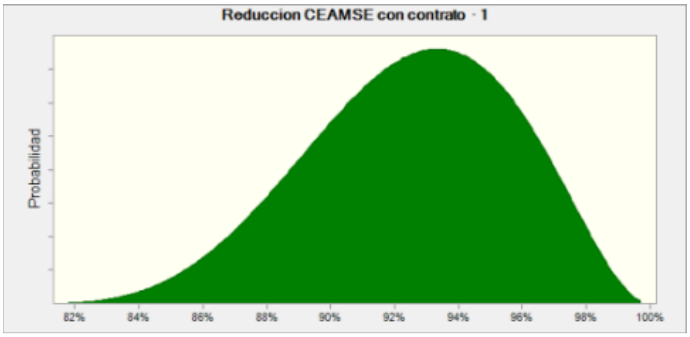


Figura 5.5-1 Distribución de abastecimiento con cláusula de abastecimiento con CEAMSE.

5.2. Eficiencia de captura

Para este factor de riesgo, se decide investigar en tecnologías que reduzcan la fuga del biogás hacia afuera del relleno, manteniéndolo dentro y aumentando el biogás aprovechable por la planta, lo cual implica una mayor generación de energía.

Usualmente se utiliza arcilla como material de cobertura en la construcción del relleno sanitario, por su fácil acceso, y además bajo costo. Este es el material que se consideró para el caso base analizado en el estudio de ingeniería y económico financiero. Sin embargo, utilizar este material, tiene un impacto elevado en la eficiencia de captura del relleno, que es esencial si se utilizara el relleno como fuente de energía para generar electricidad. Por este motivo se investigan las tecnologías que puedan reducir esta variabilidad y aumentar el valor de captura promedio del proyecto.

Según proyectos en China, la tecnología que más se usa actualmente para maximizar la captura de un relleno sanitario, son geomembranas de polietileno de alta densidad, o comúnmente llamado HDPE, por sus siglas en ingles. (Chen et al., 2011). Mediante la utilización de estas geomembranas, se han alcanzado mejoras de hasta 25% en el flujo de biogás.

También, investigando estudio realizados por el CONICET (Francisca, Montoro, & Glatstein, 2017), la utilización de geomembranas del polímero puede llevar la eficiencia de captura hasta un 90% partiendo de coberturas en base arcilla con una cobertura del 75% como se estableció en el caso base. Esto significa un aumento de un 20%, similar a lo que se menciona en los estudios chinos.

Con este análisis, entonces, se cree, a priori que conviene instalar este tipo de coberturas. Por lo que se procede a estimar el costo adicional que implicaría la instalación y compra de materiales.

Según, MSW Management, una revista dedicada exclusivamente a la gestión de residuos, el costo de la geomembrana ronda entre 50 y 75 centavos de dólar por pie cuadrado, mientras que la texturizada costa alrededor de 25 centavos más.

La suave se utiliza en aproximadamente el 77% del relleno mientras que la otra se usa en el resto del relleno.

5.3. Radio de influencia

Investigando sobre esta variable de riesgo, la cual tiene un impacto significativo, se ha encontrado que no existe hasta este momento alguna tecnología que permita, al menos fijar en un rango muy acotado desde la etapa de diseño al radio de influencia, lo cual implicaría saber con antelación, y mucha más precisión la cantidad de pozos necesarios para extraer el biogás del relleno sanitario. Por este motivo, se deja como uno de los aspectos a mejorar en este tipo de proyectos en el futuro en caso de que surja una nueva tecnología o metodología de construcción de rellenos que permita acotar esta variabilidad.

Por el motivo de que no es posible controlar demasiado esta variable, es que se considera que los precios de licitación de los últimos proyectos para renovar de biogás de relleno se encuentran por encima de otras tecnologías.

6. Escenarios mitigados

Una vez modelado en el Excel las mitigaciones de riesgo, se corren los mismos escenarios para ver como se ve afectado la rentabilidad en cada caso.

6.1.Escenario facturación dólares

En este caso puede apreciarse que el impacto es muy beneficioso, ya que la probabilidad de VAN negativo es prácticamente nula, sin embargo, deberán tenerse en cuenta los otros escenarios para luego ponderar y calcular un valor actual neto final del proyecto con el cual se decidirá si realmente conviene o no invertir.

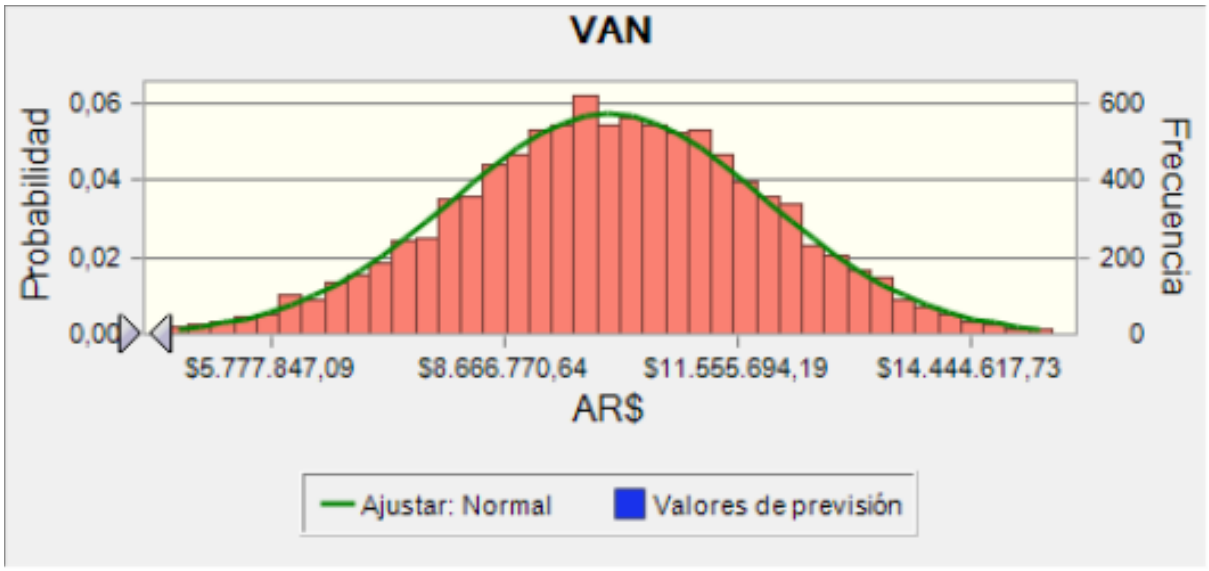


Figura 6.1. Histograma para la VAN en escenario en dólares mitigado.

Media	$9.957.850,81
Mediana	$9.975.729,23
Modo	---
Desviación estándar	$1.965.254,11
Varianza	$3.862.223.729.557
Sesgo	-0,1237
Curtosis	3,08
Coeficiente de variación	0,1974
Mínimo	$2.312.802,45
Máximo	$17.255.192,45
Ancho de rango	$14.942.389,99
Error estándar medio	$19.652,54
P(VAN<0)	0%

Tabla 6.1. Estadísticos para el VAN en escenario en dólares mitigado.

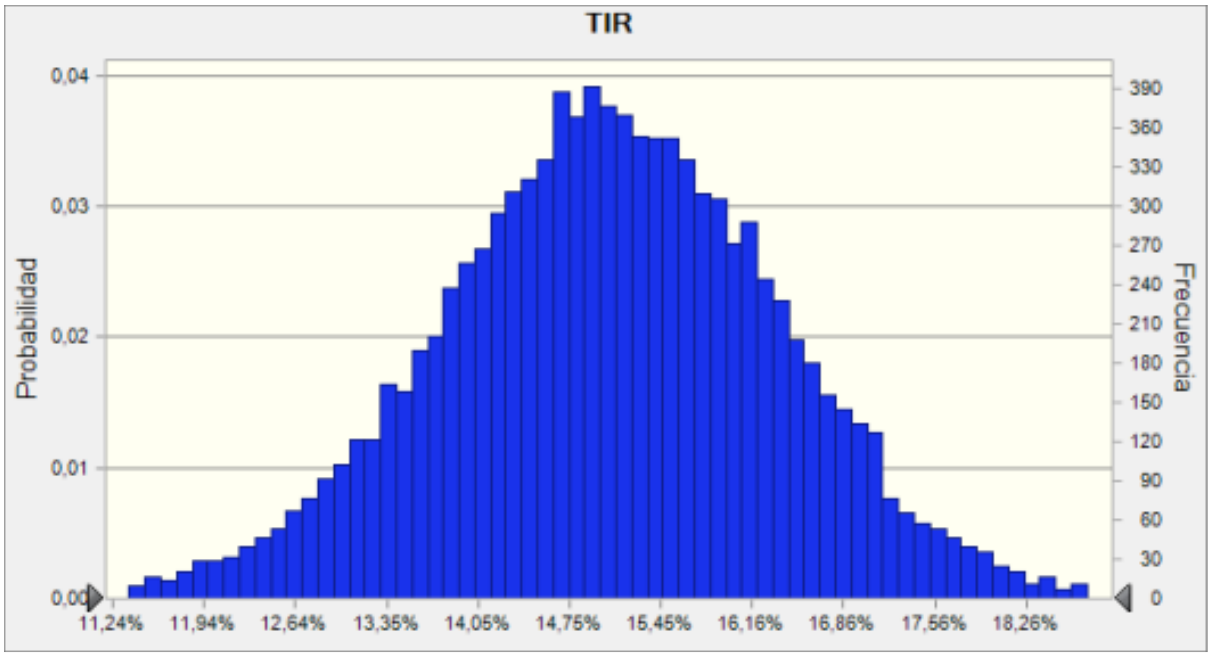


Figura 6.2. Histograma para la TIR en escenario en dólares mitigado.

Media	15,05%
Mediana	15,06%
Modo	---
Desviación estándar	1,31%
Varianza	0,02%
Sesgo	-0,0978
Curtosis	3,14
Coeficiente de variación	0,0873
Mínimo	9,84%
Máximo	19,43%
Ancho de rango	9,60%
Error estándar medio	0,01%

Tabla 6.2. Estadísticos para la TIR en escenario en dólares mitigado.

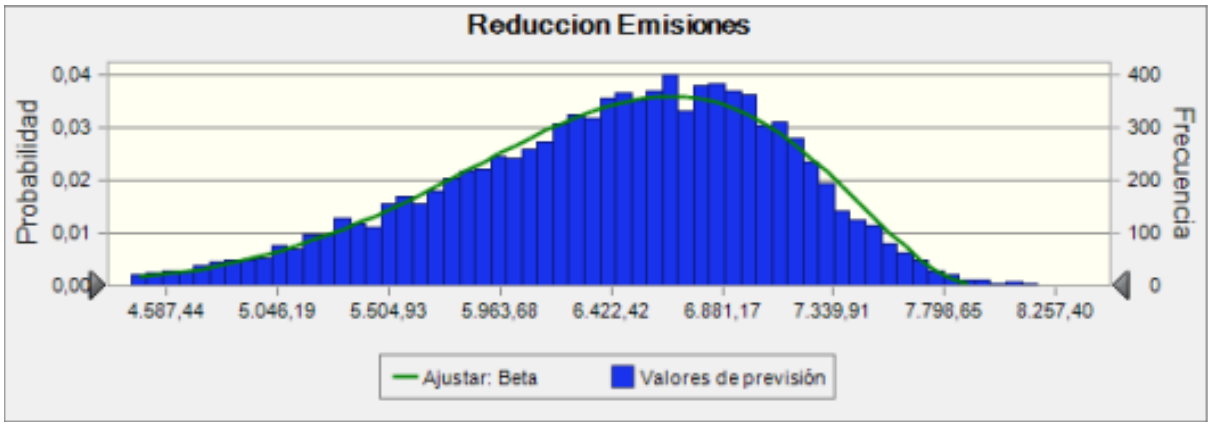


Figura 6.3. Histograma para la reducción de emisiones en escenario en dólares mitigado.

Media	6.409,46
Mediana	6.496,44
Modo	---
Desviación estándar	702,16
Varianza	493.028,32
Sesgo	-0,5140
Curtosis	2,96
Coeficiente de variación	0,1096
Mínimo	3.782,95
Máximo	8.514,81
Ancho de rango	4.731,86
Error estándar medio	7,02

Tabla 6.3. Estadísticos para reducción de emisiones en escenario en dólares mitigado.

En estos escenarios, debido a que se aumentó la capacidad de captación del biogás, lo cual permite destruir más metano, que potencialmente podría haber sido liberado a la atmosfera, es quemado y transformado en dióxido de carbono que tiene un efecto invernadero mucho menor que el metano como se mencionó en el análisis de ingeniería.

Por este motivo es que, al captar más biogás, mediante la instalación de la geomembrana, se reducen las fugas de metano y aumenta la disminución total de emisiones del proyecto.

Este comportamiento se replica en los escenarios siguientes, que son los de indexación y no indexación con pesificación de las tarifas.

6.2.Escenario pesificación indexado.

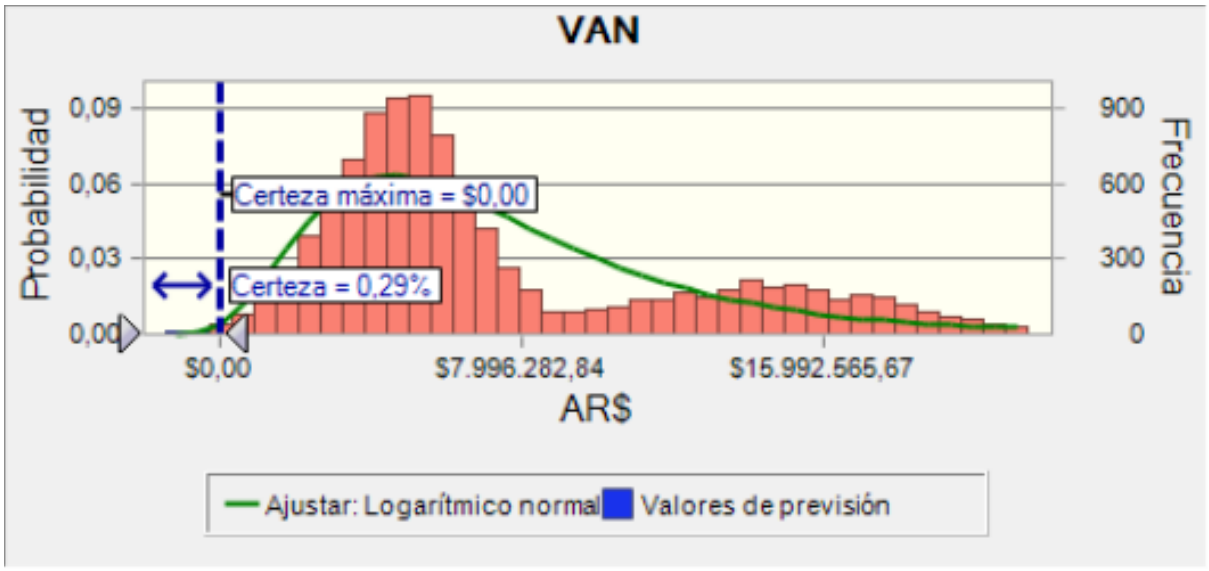


Figura 6.4. Histograma para el VAN en escenario indexado pero mitigado.

Media	$7.487.157
Mediana	$5.631.748
Modo	---
Desviación estándar	$4.967.529
Varianza	$24.676.343.592.426
Sesgo	$1
Curtosis	$3
Coeficiente de variación	$1
Mínimo	$(1.450.284)
Máximo	$25.159.863
Ancho de rango	$26.610.147
Error estándar medio	$49.675
P(VAN<0)	0,29%

Tabla 6.4. Estadísticos para VAN en escenario indexado pero mitigado.

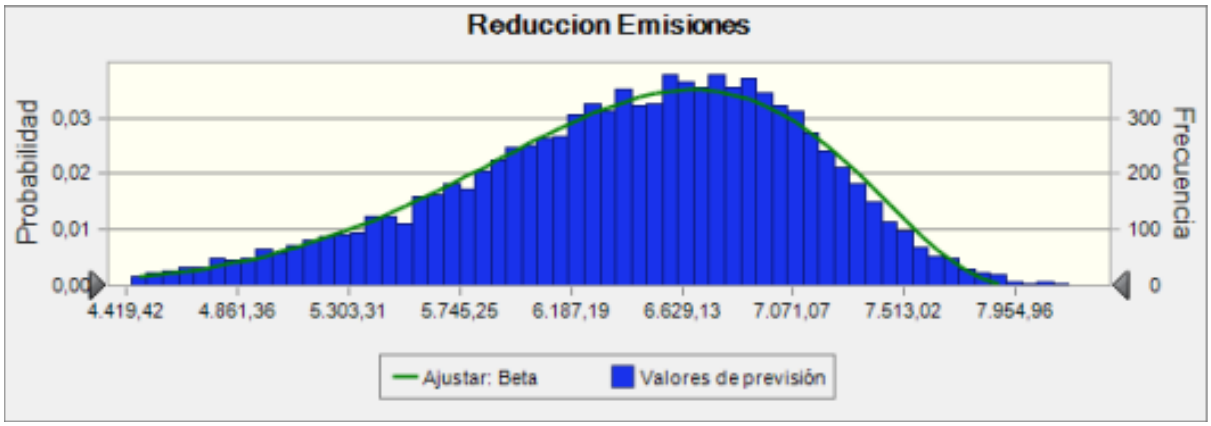


Figura 6.5. Histograma para reducción de emisiones en escenario indexado pero mitigado.

Media	6.407,90
Mediana	6.492,55
Modo	---
Desviación estándar	702,65
Varianza	493.723,08
Sesgo	-0,5528
Curtosis	3,06
Coeficiente de variación	0,1097
Mínimo	3.681,17
Máximo	8.228,55
Ancho de rango	4.547,37
Error estándar medio	7,03

Tabla 6.5. Estadísticos para la reducción de emisiones en escenario indexado pero mitigado.

6.3. Escenario pesificación con congelamiento de tarifas.

Se nota que aumenta la media del VAN, pero esta sigue siendo negativa, por lo que el impacto positivo de la mitigación de riesgos en estos escenarios sigue siendo insuficiente.

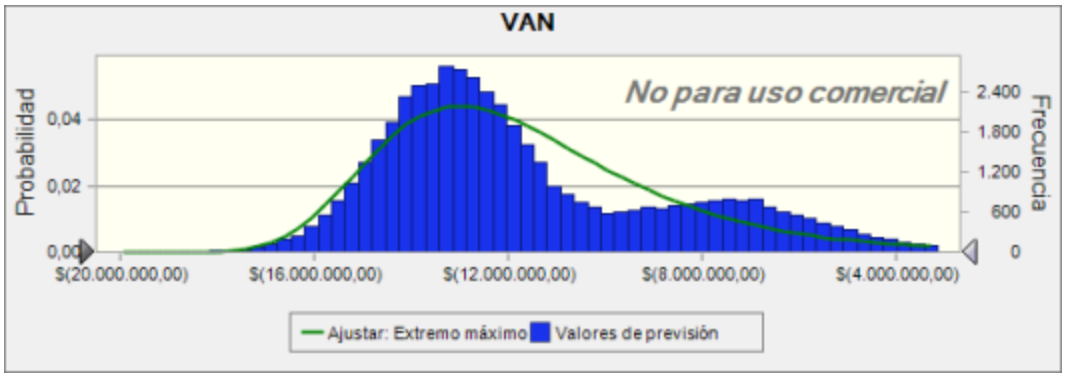


Figura 6.6. Histograma para el VAN en escenario con congelamiento de tarifas, pero mitigado.

Media	$(11.598.800,23)
Mediana	$(12.460.468,10)
Modo	$(14.669.167,76)
Desviación estándar	$3.028.046,58
Varianza	$9.169.066.094.517
Sesgo	0,8312
Curtosis	2,93
Coeficiente de variación	-0,2611
Mínimo	$(20.631.646,61)
Máximo	$(7.122,55)
Ancho de rango	$20.624.524,06
Error estándar medio	$13.541,84
P(VAN<0)	100%

Tabla 6.6. Estadísticos para el VAN en escenario con tarifas congeladas pero mitigado.

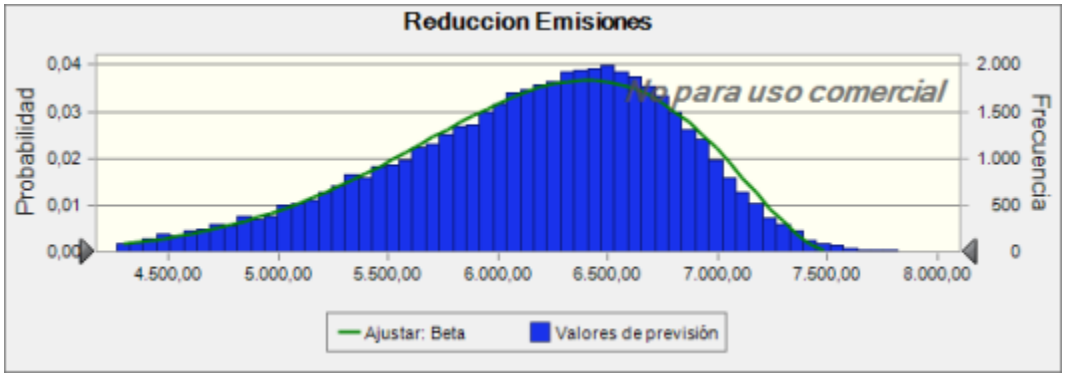


Figura 6.7. Histograma para reducción de emisiones en escenario con congelamiento de tarifas, pero mitigado.

Media	6.134,48
Mediana	6.226,03
Modo	4.494,35
Desviación estándar	668,00
Varianza	446.221,54
Sesgo	-0,6011
Curtosis	3,13
Coeficiente de variación	0,1089
Mínimo	3.364,62
Máximo	8.322,35
Ancho de rango	4.957,73
Error estándar medio	2,99

Tabla 6.7. Estadísticos para reducción de emisiones en escenario con congelamiento de tarifas, pero mitigado.

Las emisiones, en este caso, son iguales a los dos escenarios anteriores.

7. Síntesis análisis de Montecarlo.

7.1.P(VAN<0) en distintos escenarios

A continuación, se muestra a modo de resumen en una tabla todos los escenarios estudiados, con y sin estrategias de mitigación de riesgos.

En todos los casos puede notarse como las mitigaciones son beneficios ya que aumentan el valor esperado del VAN, sin embargo, en algunos no es necesario siquiera para que el proyecto sea rentable, como es el caso del congelamiento de tarifas.

		Con mitigaciones	Sin mitigaciones
Dolarizado	VAN medio	$3.772.318	$9.957.850,81
	P(VAN<0)	13,37%	0%
Indexado	VAN medio	$6.955.706	$7.487.157
	P(VAN<0)	4,63%	0,29%
No indexado	VAN medio	-12.943.690	$(11.598.800,23)
	P(VAN<0)	97,18%	100%

Tabla 7.1. Resumen de escenarios. VAN esperado y probabilidad de VAN negativo con precio de 130$/MWh

7.2. Simulación integral mitigada.

Se realiza una simulación con todos los escenarios integrados para obtener un único valor del VAN y los otros indicadores.

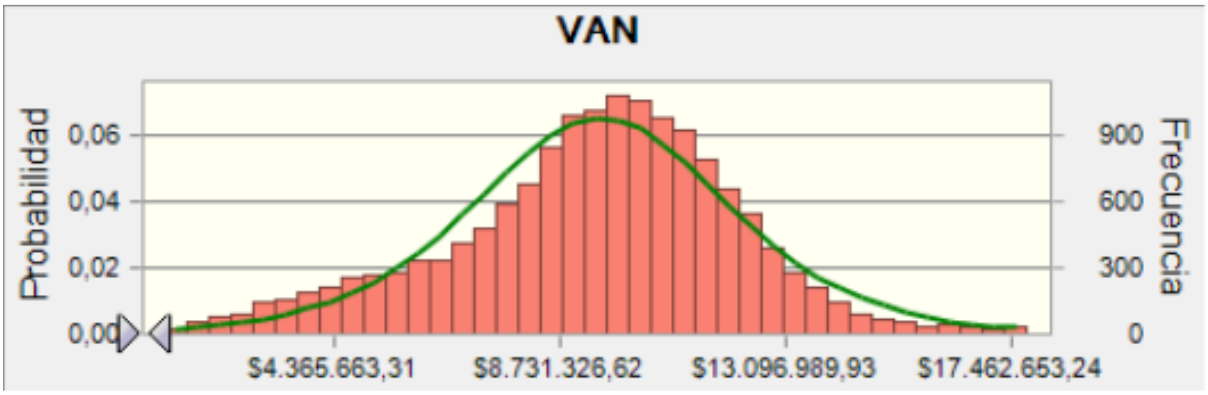


Figura 7.1.VAN de simulación integral mitigada

Media	$9.428.046
Mediana	$9.656.590
Modo	$3.130.731
Desviación estándar	$2.969.839
Varianza	$8.819.943.607.503
Sesgo	$(0)
Curtosis	$4
Coeficiente de variación	$0
Mínimo	$(2.222.383)
Máximo	$25.068.816
Ancho de rango	$27.291.199
Error estándar medio	$24.249
P(VAN<0)	0 %

Tabla 7.2. Estadísticos VAN para simulación integral.

Como puede observarse, el impacto de los escenarios pesificados, teniendo en cuenta las mitigaciones, prácticamente no generan una probabilidad de VAN negativo. Esto da indicios de que puede disminuirse el precio para poder ser más competitivos en la licitación.

7.3.Precio a P50 y P90

A efectos de optimizar el precio y maximizar la probabilidad de ganar licitación y al mismo tiempo maximizar el VAN del proyecto. Se buscan los precios que aseguren un 50% de probabilidad de VAN positivo y 90% de probabilidad. Los detalles se muestran en las conclusiones, donde se establece el precio final de licitación.

7.4.Cota mínima de entrega de energía

En los mismos escenarios del inciso anterior, se establece la curva de probabilidades de la entrega del proyecto, para poder tener en cuenta la cuota mínima a definir en el contrato con CAMMESA. Los resultados se muestran en las conclusiones, donde se definen precio y cuota minina de entrega del contrato.

7.5. Matriz de impacto probabilidad de riesgos

Además, a modo de resumen se presenta la siguiente matriz de impacto y probabilidad de los distintos riesgos del proyecto. En ella se puede observar que los riesgos de mayor relevancia son el riesgo de inflación, devaluación, pesificación y desabastecimiento de basura. Por otro lado, es posible observar que los riesgos de menor relevancia son el factor de planta, la inflación en dólares y el período de pago de CAMMESA.

Probablidad / Riesgo	Despreciable	Menores	Moderada	Críticas	Catastróficas
Cierto		Inflación AR$			
Probable	Composición biogás, Poder calorífico biogás		Devaluación		
Posible	Factor de planta	Eficiencia de captura, Radio de influencia			Desabastecimiento basura
Improbable	Inflación US$, Período de pago CAMMESA			Pesificación con indexación	Pesificación con tarifas fijas
Excepcional					

Tabla 7.3. Matriz de impacto probabilidad de los riesgos.

Resulta interesante considerar cómo hubiesen sido los valores analizados de VAN esperado en el caso de desarrollo del proyecto en el MATER, y compararlos contra el caso RenovAr para ver cuantitativamente el impacto.

A modo de repaso, se resumen a continuación las diferencias entre estos dos escenarios en cuanto a exposición a riesgos.

Variable	MATER	RenovAr
Precio de la energía	Según oferta y demanda	Fijo por contrato
Precio en moneda	Extranjera, US$	Extranjera, US$
Cantidad vendida	Según oferta y demanda	Fijo por contrato
Cantidad mínima a vender	N/A	Definida por el vendedor
Posibilidad de abandono	Siempre	Siempre, pero con costos contractuales extra

Tabla 7.4. Diferencias entre modalidades de venta de energía en el mercado energético.

El factor de mayor impacto, claramente, tiene que ver con el precio y la cantidad de la energía vendida, ya que son la principal fuente de ingresos del proyecto. En el caso de RenovAr se tiene en cuenta el tipo de energía que se está vendiendo, y por lo tanto los precios son mucho mayores que en el MATER, donde el precio es único para todos los tipos de energía que oferten.

A modo de cuantificar el efecto del precio, se incorpora en el modelo un precio al inicio según el valor de mercado actual del MWh en el MATER (65 US$/MWh), y la proyección se simplifica ajustando el precio año a año según la inflación proyectada de los Estados Unidos de América. Se corre una simulación de Montecarlo, de igual cantidad de corridas para cada caso (MATER y RenovAr), obteniéndose los siguientes resultados de VAN:

Escenario	RenovAr	MATER
VAN Proyecto	US$ 685.479	- US$ 18.654.005

Tabla 7.5. Valuación del proyecto, pero considerando precio del MATER

Como se puede ver, la diferencia es muy considerable, confirmando las ventajas que presenta RenovAr y que el proyecto sería altamente inviable en un escenario MATER.

7.6. Impacto de medidas de mitigación.

Se realiza una simulación integral, activando de a una por vez las mitigaciones de los riesgos para evaluar el impacto individual, permitiendo analizar cada medida en detalle, para definir especialmente clausulas en el contrato con CEAMSE.

Contrato con CEAMSE:

El impacto en el VAN de dicho contrato se resumen el siguiente gráfico.

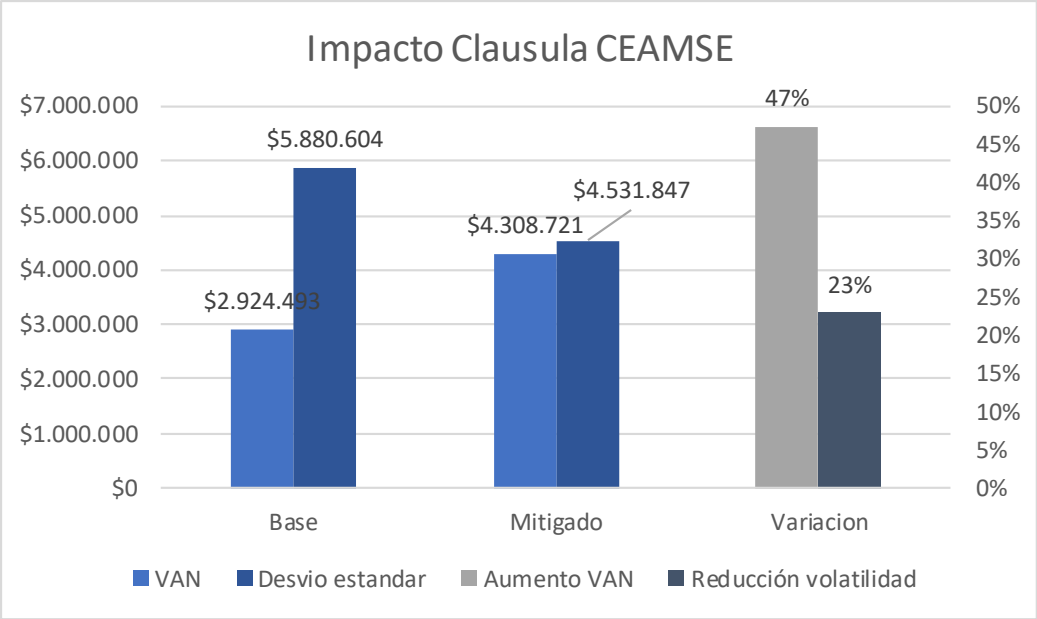


Figura 7.2. Impacto de contrato con CEAMSE.

Se puede notar que hay un impacto tanto positivo en el VAN como en la volatilidad, ya que se acota el rango de variabilidad del abastecimiento, además de desplazarlo hacia valores más cercanos a 100%.

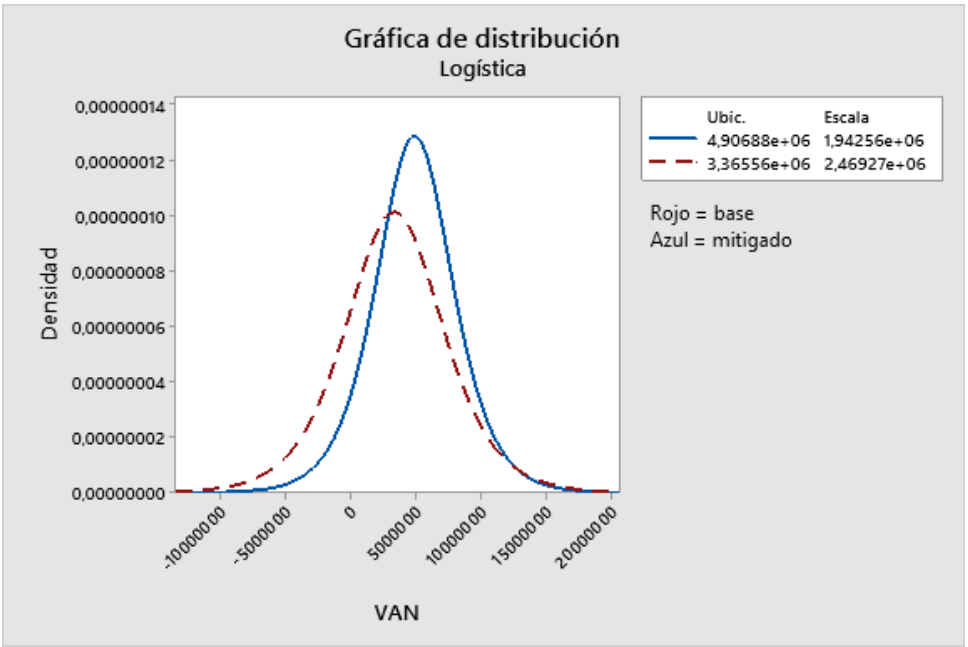


Figura 7.3. Transformación de la distribución de probabilidad del VAN aplicando contrato con CEAMSE.

En la gráfica de distribuciones se puede apreciar como el van se desplaza hacia valores más positivos, disminuyendo la probabilidad de VAN negativo, así como reduciendo la volatilidad, que se puede observar en la reducción del ancho de la campana.

Por último, a partir de esta ganancia, se analiza cuando estaría el proyecto dispuesto a pagar por dicha basura, adicionalmente a otorgarle el tipping fee a CEAMSE, que ronda los 10$ la tonelada.

Dividiendo la ganancia en VAN por el nuevo contrato por la cantidad total de basura requerida se concluye que para que a CEAMSE le convenga otorgarnos nuestra basura, asegurando el abastecimiento, pagarle, además del rechazo del tipping fee un precio de 0,2 centavos de dólar por cada tonelada que CEAMSE se obligue a entregar al relleno sanitario del proyecto. De esta manera, no habría un impacto en el VAN medio, pero si en su volatilidad, viéndose esta reducida.

Geomembrana:

Se hace el mismo análisis sobre el impacto del VAN como se hizo con el contrato con CEAMSE, pero para la instalación de la geomembrana. A continuación, se muestran los resultados.

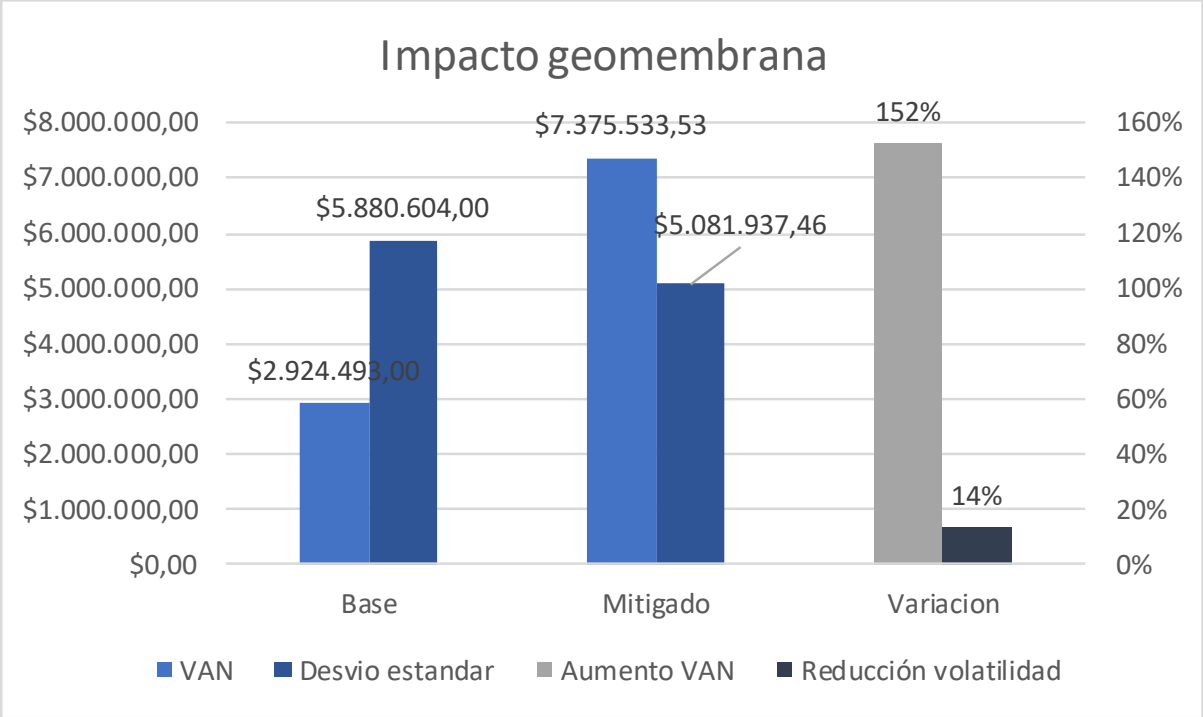


Figura 7.4. Impacto en el VAN debido a la instalación de la geomembrana.

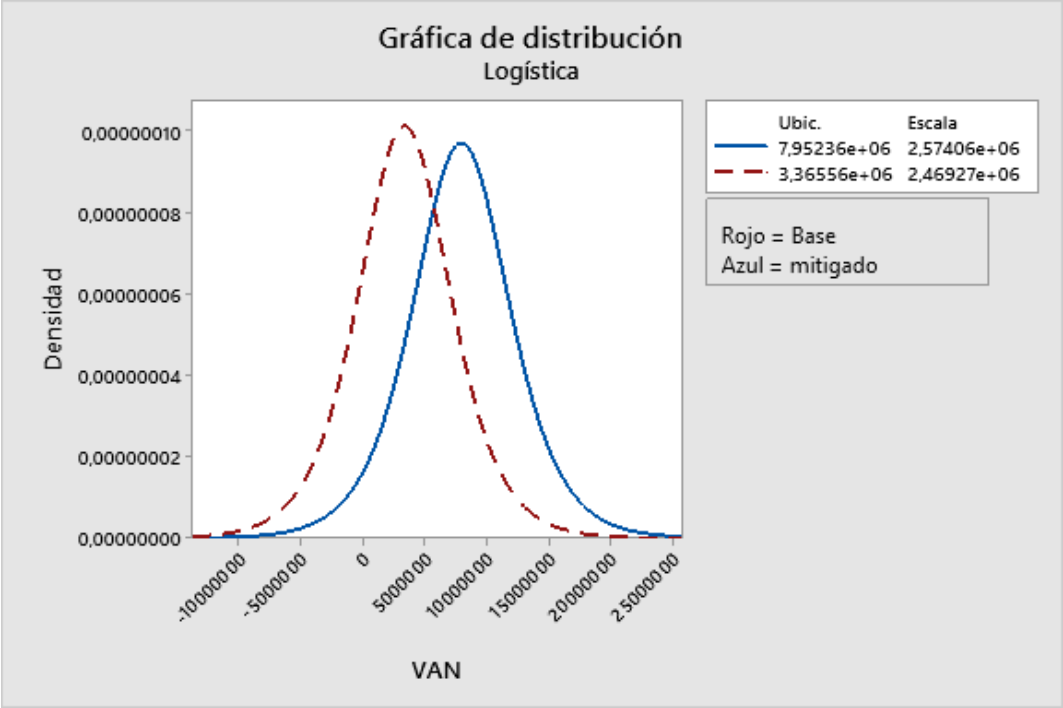


Figura 7.5. variación de la distribución del VAN aplicando la geomembrana.

Se puede observar que el van se ve significativamente mejorado, pero no tanto la volatilidad de este, pues dicho 14% puede ser simplemente ruido en la simulación, ya que el desvío estándar de la captación de biogás no se ve modificado con la geomembrana, simplemente aumenta la media de captación.

En conclusión, conviene, tanto salir a negociar un contrato con CEAMSE, donde este percibirá no solo el tipping fee de los municipios que correspondería al proyecto, si no también 20 centavos adicionales por tonelada., como también invertir en una geomembrana que aumente la capacidad de captación de biogás del relleno.

8. Opciones reales

Habiendo planteado distintas herramientas para la mitigación de riesgos y escenarios con riesgos mitigados, se procede a plantear herramientas de gestión de riesgo para aumentar la rentabilidad del proyecto, dados los riesgos que no se pueden mitigar.

Se plantea que existen para el proyecto dos opciones reales: una será una opción de abandono previo a la culminación del contrato de abastecimiento en caso de que el proyecto no alcance la rentabilidad deseada y otra es la realización de un estudio previo a la construcción de la usina eléctrica, cuando los rellenos sanitarios estén produciendo biogás, para estudiar la capacidad de generación de biogás de los rellenos, que será un determinante de la rentabilidad del proyecto. Cada una de las opciones se detalla a continuación:

8.1. Opción real de abandono

La primera de las opciones reales a analizar es la opción real de abandono. Tanto en licitaciones del tipo RenovAr 1, 2 y 3 existe la posibilidad que el oferente retire la oferta previa a la culminación del contrato de abastecimiento. En dicho caso, el oferente deberá pagar a CAMMESA una garantía de abastecimiento equivalente a US$ 35.000 por cada MW ofertado, en este caso 9,7 MW.

Se plantea, entonces, que existe una opción real de abandono, la cual se puede ejecutar luego de 180 días de celebrado el contrato licitatorio según dispuesto en los pliegos de bases y condiciones de RenovAr, en caso de que la eficiencia de captación y el biogás producido en los rellenos sanitarios sean tales que no alcance a cubrirse el mínimo de contrato. En caso de saber que no se cumplirá el mínimo del contrato de abastecimiento previo a la construcción de la usina eléctrica o que habrá una pesificación inminente, entonces el proyectista puede abandonar el contrato de abastecimiento, perdiendo entonces la garantía de abastecimiento, pero ahorrándose la inversión en la usina eléctrica e inversiones que dependan de esta, en rellenos sanitarios instalados luego de 2027 y el costo de clausura de dichos rellenos.

En el proyecto de estudio, el costo de la opción real de abandono es el costo de la garantía de abastecimiento, igual a:

*Multa = US$ 35.000 * 9,7 = US$ 339.500*

Entonces, habrá tres escenarios base: uno con pesificación y ajustes por inflación, uno de pesificación con congelamiento de tarifas y un escenario sin pesificación, en los cuales el proyecto se desarrolla según lo esperado, esperándose que haya un potencial de biogás suficiente y se lleva a cabo la totalidad de la inversión y el proyecto opera durante toda su vida útil. Además, puede ocurrir que no haya pesificación al inicio del proyecto, pero que si ocurra los años en que haya una devaluación fuerte. Las probabilidades de ocurrencia y el VAN esperado de cada escenario son los siguientes:

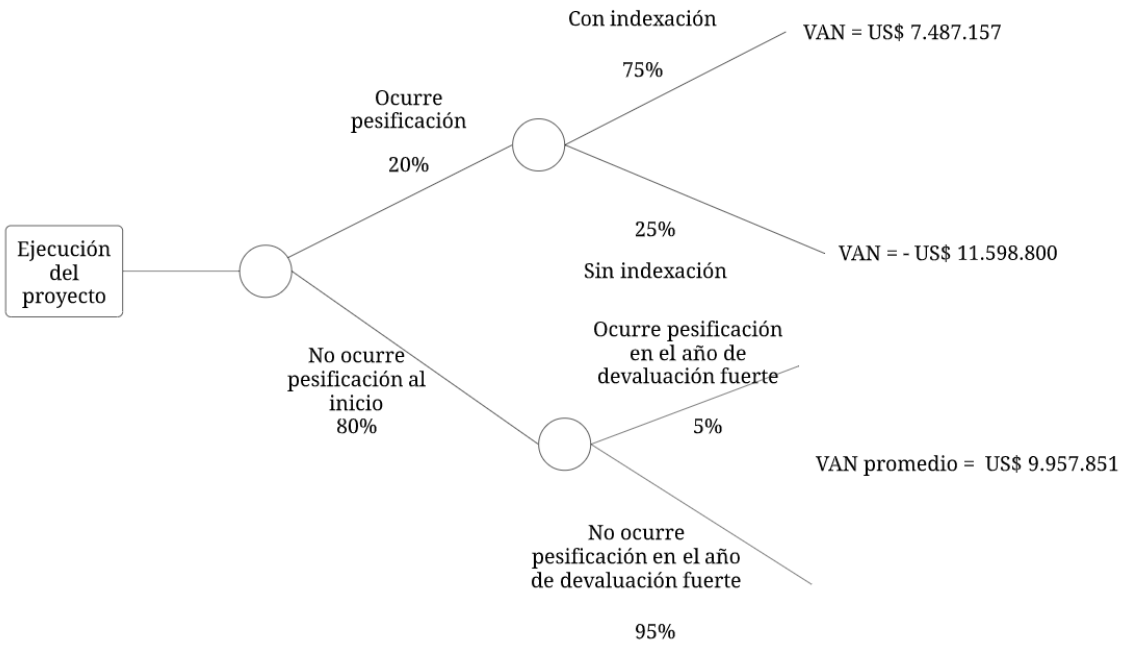


Figura 8.1. Escenario base para opción real de abandono.

En el escenario base se obtiene un VAN ponderado de:

$$[75\% * 7.487.157 + 25\% * (-11.598.800)] * 20\% + 9.957.851 * 80\% = US\$\, 8.700.274 \quad (37)$$

Para el cálculo del VAN esperado de cada uno de los subescenarios se realizan simulaciones de Montecarlo, el las cuales el proyecto se llevaba a cabo bajo dichas condiciones, aún sin considerar la opción de abandono y se toma el valor medio o esperado obtenido de las simulaciones. El VAN resulta de calcular el valor actual neto del flujo de fondos del proyecto, descontado a su WACC.

Con el VAN esperado del escenario base se toma la decisión de invertir en el proyecto.

Cuando al escenario base se incorpora la opción real de abandono, el árbol de probabilidad y el VAN para cada escenario será, contemplando el costo de abandono:

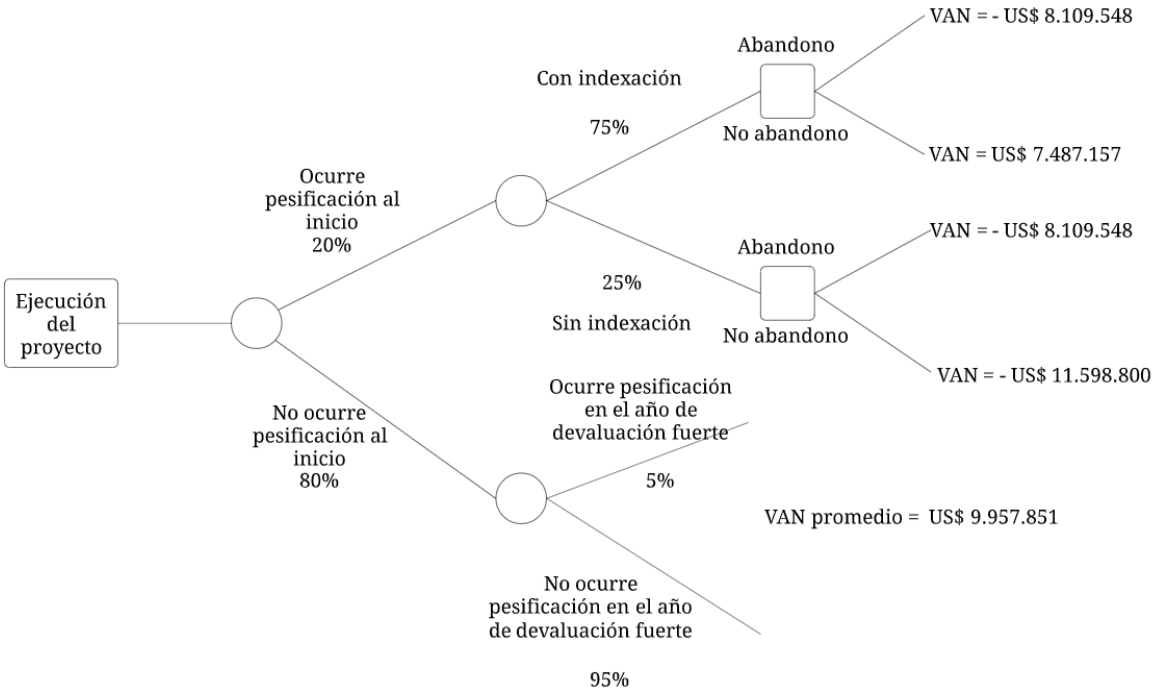


Figura 8.1. Opción real de abandono.

En el escenario con opción de abandono el VAN ponderado es de:

$$[75\% * 7.487.157 + 25\% * (-8.109.548)] * 20\% + 9.957.851 * 80\% = US\$\ 8.839.844 \quad (38)$$

Con lo que el valor de la opción es: US$ 139.570 mayor al costo, por lo que la opción agrega valor y se ejecuta de ser necesaria.

Para el cálculo del VAN de cada uno de los escenarios en los cuales hay abandono se toman en consideración los siguientes factores: en primer lugar, el flujo de fondos se compondrá por la inversión realizada hasta 2025, ya que se plantea que esta opción se ejecute antes de la inversión mayoritaria, de 2026, cuando ya se conoce si ocurrirá una pesificación de la totalidad de los contratos o no. Además, al flujo de fondos se le agrega el pago de la multa de abandono, cuya erogación ocurre el año de abandono. Finalmente, al flujo de fondos se le agregan los costos de cierre al momento de ejecutar la acción, los cuales contemplan la indemnización de los empleados que se hayan contratado hasta dicho momento y el costo de desmantelar la obra civil y clausurar los rellenos sanitarios. Para el cálculo del VAN del escenario se toma el valor actual neto de dicho

flujo de fondos, descontado a su WACC. Los flujos de fondos se pueden consultar en el Excel que acompaña esta entrega.

Con la incorporación de la opción de abandono se toma la decisión de invertir en el proyecto.

8.2. Opción real de estudio de biogás.

Habiendo analizado la opción real de abandono, se plantea una segunda opción real y esta es la de realizar un estudio previo a la instalación de la usina eléctrica a biogás que permita entender la capacidad del relleno sanitario para generar biogás que luego será utilizado para generar energía eléctrica en la usina en caso de instalarse. El estudio es un estudio de calidad de los residuos, el cual CEAMSE lleva cabo para comprender la potencialidad de obtención de biogás del relleno luego que los residuos comiencen su descomposición.

El estudio tiene una duración de 6 meses e informa el potencial de generación de energía eléctrica ya que tiene en cuenta tanto la cantidad de biogás futuro como su composición química, con un nivel de confianza del 95%. El costo del estudio es de US$ 11.000 a valor actual.

El escenario base, es entonces, considerando un biogás del 50% del necesario como biogás insuficiente:

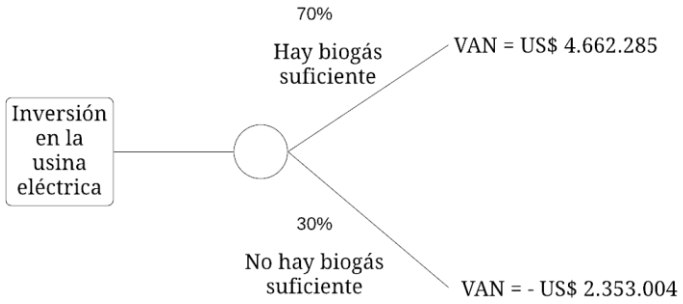


Figura 8.3. Escenario base para opción real de estudio.

En el escenario base se obtiene un VAN ponderado de: US$ 2.557.698

Con el VAN esperado del escenario base se toma la decisión de invertir en el proyecto.

Cuando al escenario base se incorpora la opción real de realizar el estudio previo a la inversión, el árbol de probabilidad y el VAN para cada escenario será:

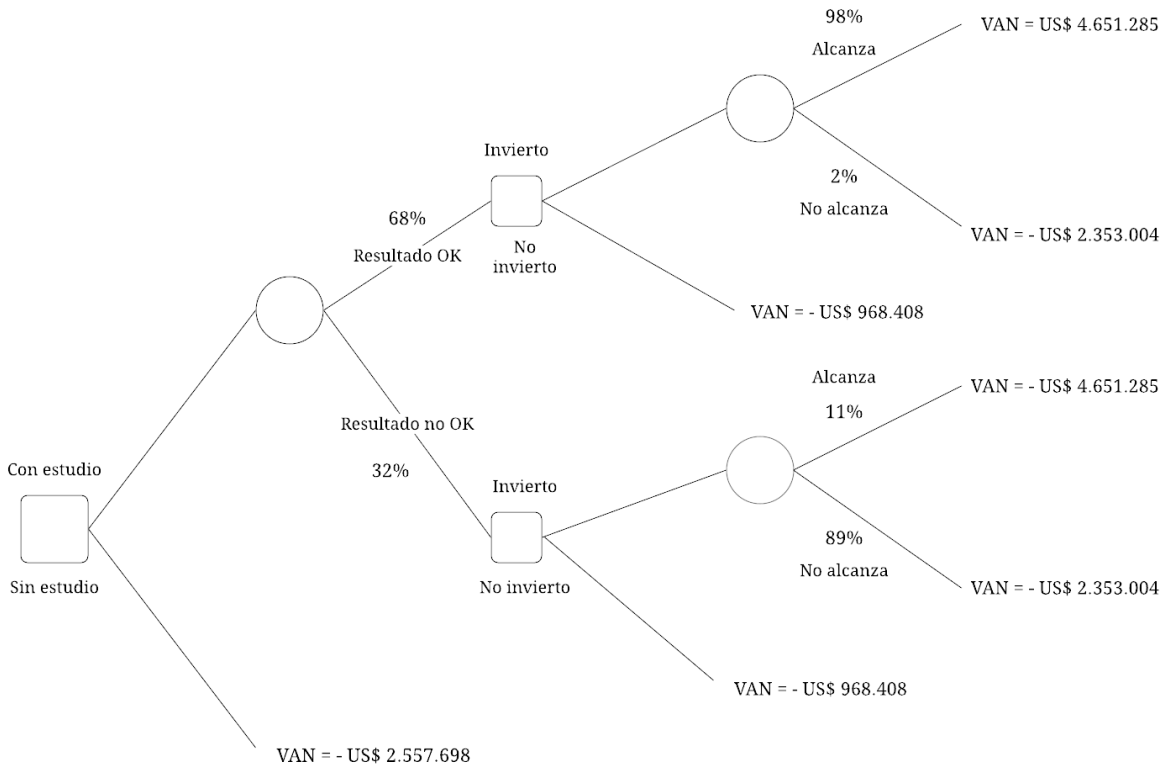


Figura 8.2 Opción real de estudio de biogás.

En el escenario con opción de abandono el VAN ponderado es de: US$ 2.749.919.

Con lo que el valor de la opción es: US$ 190.220 superior al costo de ejecutarla, por lo que la opción se ejecuta y se toma la decisión de invertir en el proyecto.

9. Oportunidades de mejora del contrato RenovAr

Luego del análisis de riesgos del proyecto, se plantean aspectos a mejorar de los contratos RenovAr con CAMMESA para que estos mitiguen ciertos riesgos críticos del proyectista.

La primera de las mejoras detectadas es la inclusión de una cláusula por la cual CAMMESA se comprometa a pagar una multa a los generadores de energía eléctrica en caso de que ocurra una pesificación, con o sin indexación. Esto se propone ya que si bien la pesificación de un contrato nunca ha ocurrido es un riesgo presente; en distintos discursos políticos se ha propuesto la pesificación total o parcial los contratos de abastecimiento de energía eléctrica y no se debe dejar de contemplar que el impacto de este riesgo es crítico o catastrófico. Si bien esta multa no se espera que pueda compensar la totalidad de las pérdidas, se espera que parcialmente se compense al proyectista y que además sea un desincentivo para CAMMESA para la pesificación de contratos.

Por último, se detecta una última mejora del contrato RenovAr y es el pago de una multa por parte de CAMMESA en caso de atraso en los pagos. Sin embargo, esta no es una mejora crítica al pliego de bases y condiciones ya que CAMMESA posee un historial excepcional de pago a proveedores y en caso de ocurrir en los plazos que ha ocurrido el impacto en el proyecto es despreciable.

10. Condiciones de viabilidad del proyecto

Como último análisis de la entrega se detectan los distintos factores críticos que hacen a la viabilidad del proyecto, es decir, se buscan detectar aquellas condiciones excluyentemente necesarias para que el proyecto sea económicamente viable. Cada una de ellas se detalla a continuación.

En primer lugar, como ya fue detallado en el análisis de mercado y confirmado en esta entrega cuando se analiza la variación del VAN dados distintos mercados (MATER y RenovAr), el único mercado objetivo para energía eléctrica proveniente de biogás producido en rellenos sanitarios es la venta en licitaciones RenovAr. Habiendo dicho lo anterior, se comprende que en caso de no haber programas energéticos RenovAr el proyecto no se llevará a cabo ya que la esperanza de retorno es negativa. Esto ocurre ya que el precio medio de la energía en MATER es de 65 US$/MWh y en licitaciones RenovAr se puede licitar hasta un precio máximo de 160 US$/MWh.

Por otro lado, otro factor crítico para la viabilidad del proyecto es el acceso a la materia prima, por lo que una relación con CEAMSE será crítica ya que, como se mencionó en entregas anteriores, Buenos Aires es la única provincia en la cual los RSUs son suficientes para sustentar el proyecto y es donde CEAMSE monopoliza la gestión de los RSUs.

Por último, el tercer factor crítico que se debe dar para que el proyecto sea económicamente viable es que no ocurra pesificación. Como se mostró en incisos anteriores, en caso de haber una pesificación sin indexación, la probabilidad de VAN<0 es del 100% y en caso de haber una pesificación con indexación la probabilidad de VAN<0 aumenta significativamente.

Respecto a los riesgos del proyecto, es relevante mencionar que el único crítico de los tres riesgos mencionados anteriormente es el riesgo de desabastecimiento de materia prima, el cual se puede mitigar mediante coberturas operativas del tipo de contratos de abastecimiento. Tanto el riesgo de pesificación como el riesgo de no haber licitaciones RenovAr son riesgos sistemáticos macroeconómicos o contractuales a los cuales el proyectista se halla completamente expuesto.

Conclusión del análisis de riesgos

Mitigados todos los riesgos y modeladas las opciones reales se realiza un experimento de Montecarlo para determinar los precios de licitación según diferentes criterios.

Primero asegurar un VAN medio igual a 0, y luego el precio que asegure una rentabilidad positiva con 90% de probabilidad y 50% de probabilidad respectivamente.

Mediante la herramienta de optimización de Crystall Ball se buscó este precio, el cual resulto ser $ 102 $ MWh para un VAN esperado nulo.

Los resultados finales de la simulación son los siguientes.

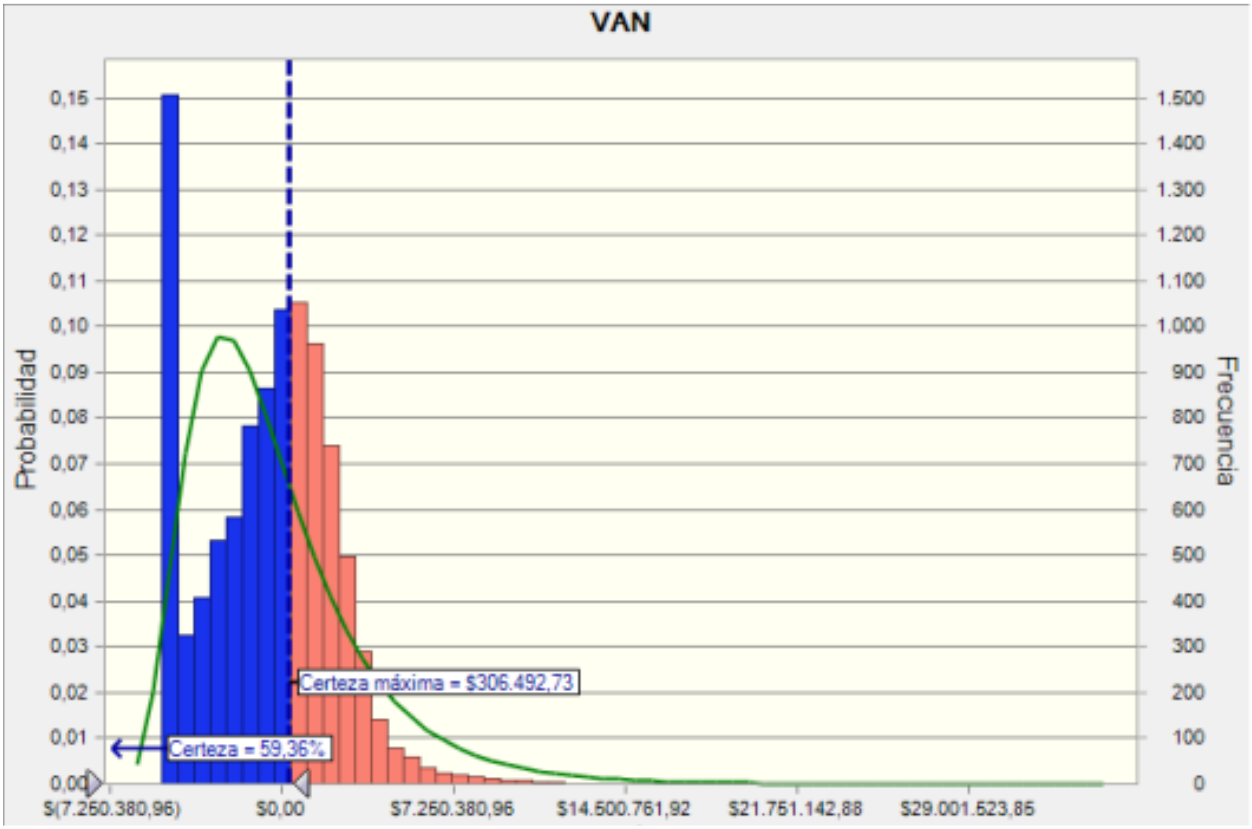


Figura 11.1 VAN con precio de $102, /MWh

Se aprecia que se consigue un VAN = 0 con una certeza de 59,36%.

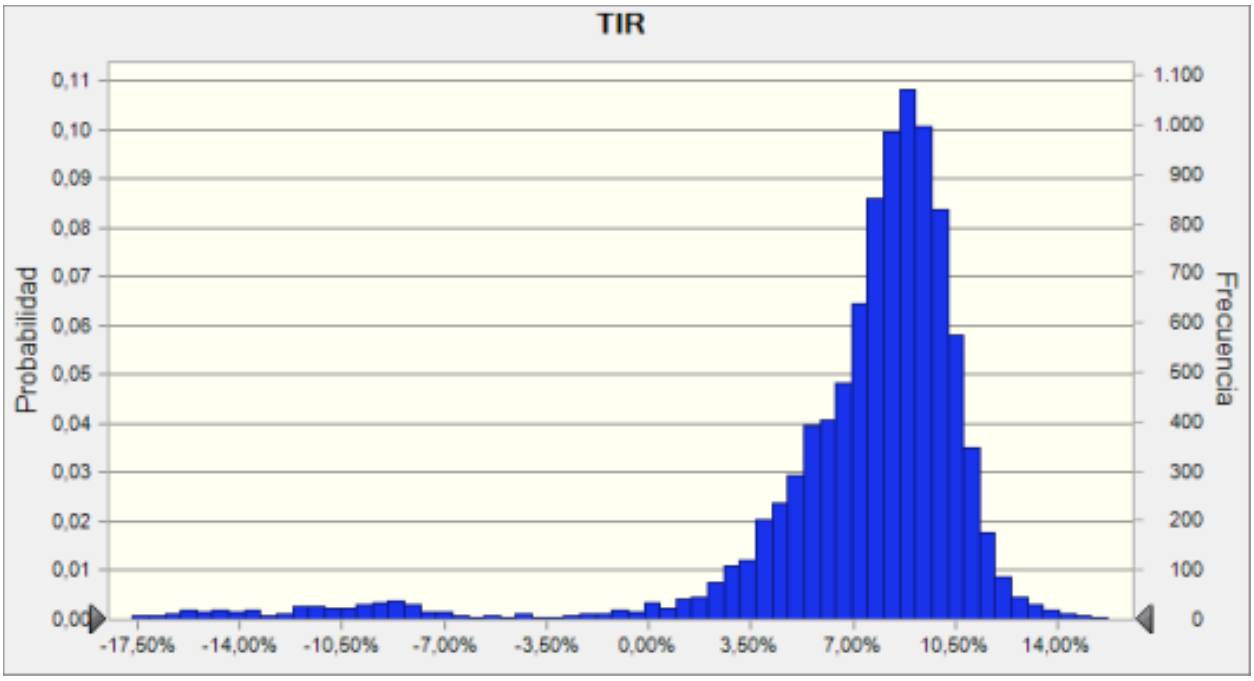


Figura 11.2 Histograma de TIR par precio a P50.

Para la TIR, se alcanzan valores medios de 5,9 %.

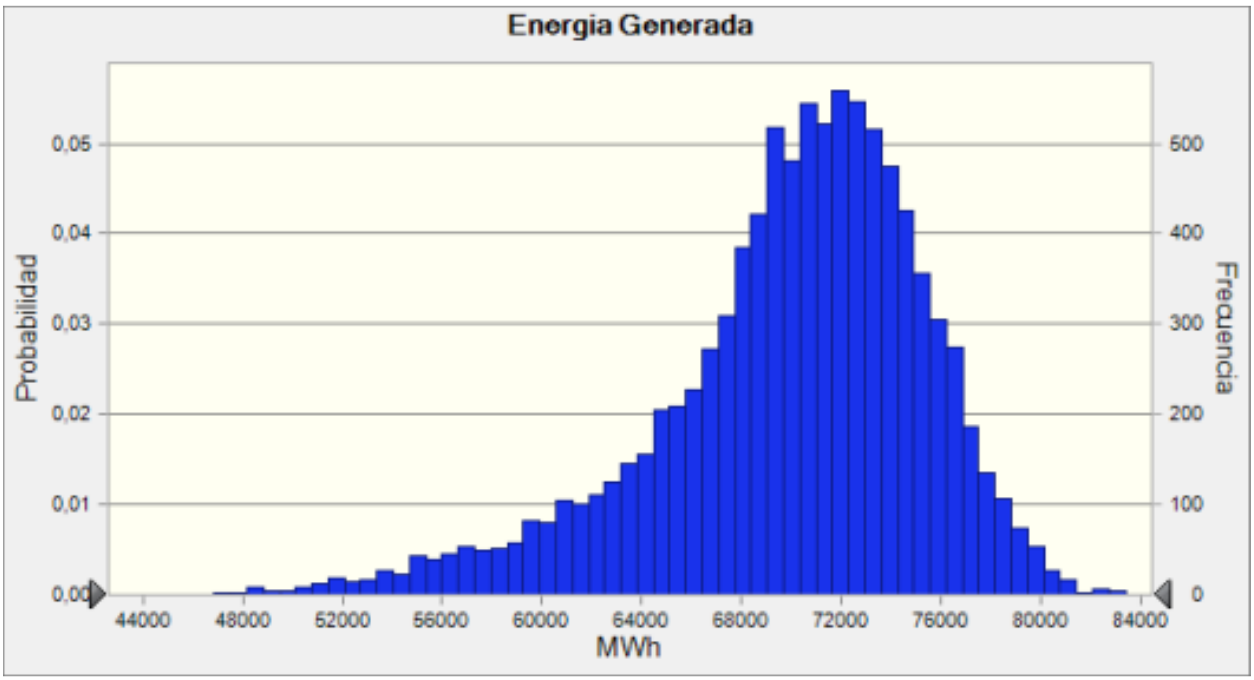


Figura 11.3Cota mínima de entrega de energía con precio de $103,65 /MWh

La energía esperada a generar por el proyecto es de 68398 MWh por año.

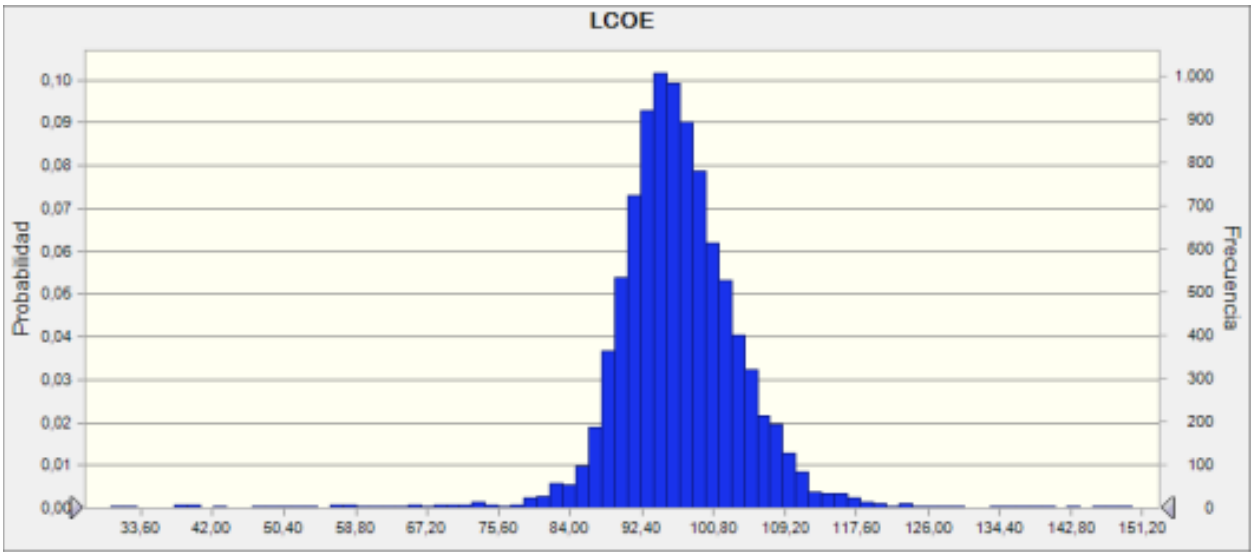


Figura 11.4 LCOE del proyecto para precio de $103,65/MWh

Por último, se analizó el LCOE del proyecto, el cual resulto tener valores promedio de $111,44 U$D/MWh, que se encuentra en rangos esperados de la tecnología como se analizó en el estudio de mercado e ingeniería.

En segundo lugar, se buscó un precio que asegure un VAN positivo con una probabilidad de 90%, también mediante la herramienta de optimización de Crystal Ball estableciendo como objetivo que el forecast VAN sea superado con 90% de probabilidad en la configuración de la planilla.

Los resultados son los siguientes.

Se concluye que el precio que cumple con estas condiciones es de $ 130/MWh. Obteniéndose una probabilidad de VAN positivo de 89,9%.

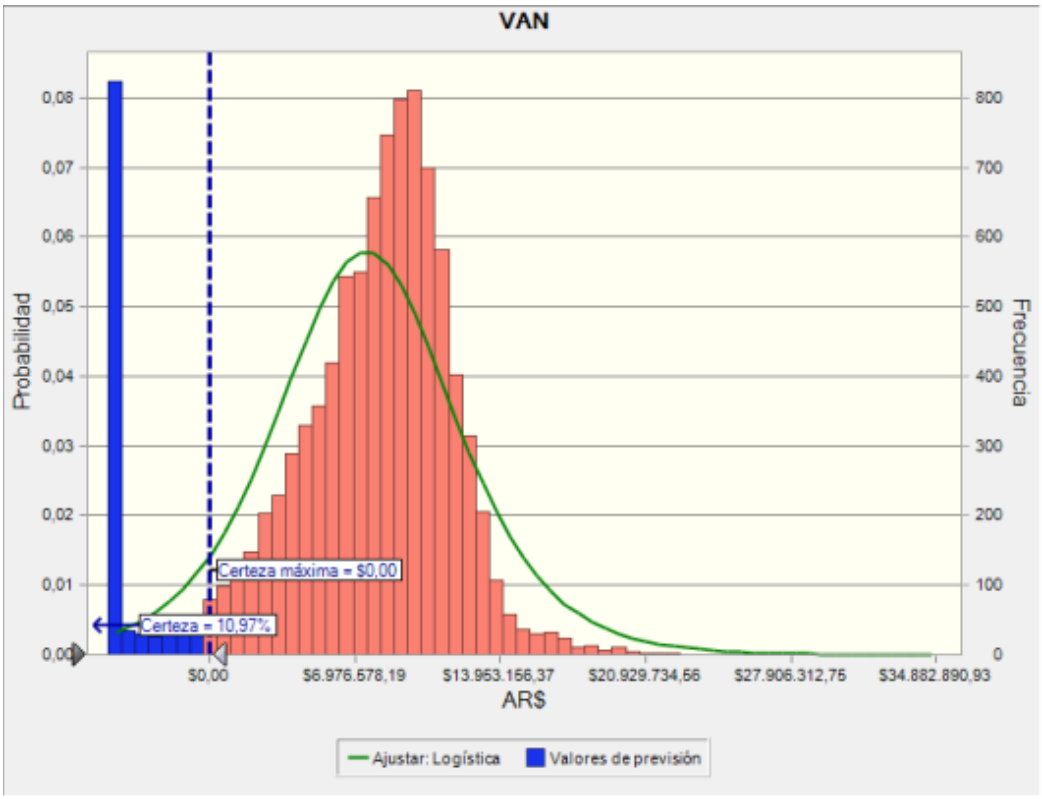


Figura 11.5 VAN para precio de $130,00/MWh

Para este caso el VAN esperado resulta ser de 7.028.341. Lo cual indica que el proyecto es conveniente para invertir.

Para la TIR se obtienen los siguientes resultados.

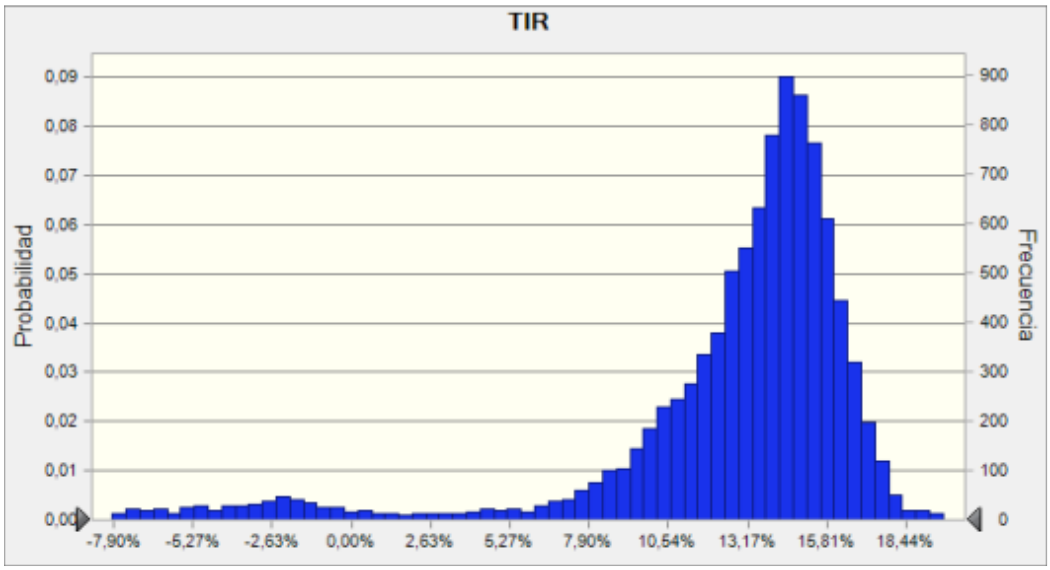


Figura 0-6 TIR para precio de $130,00/MWh

El valor medio es de 11,78%.

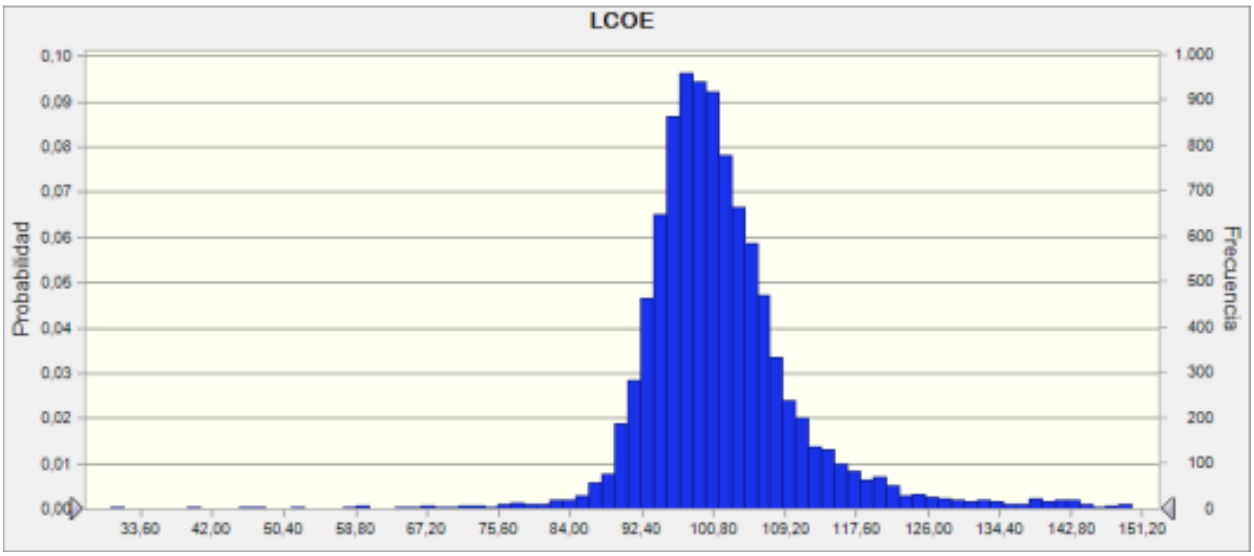


Figura 0-7 LCOE para precio de $117,29/MWh

El LCOE no se ve modificado ya que no depende del precio de licitación.

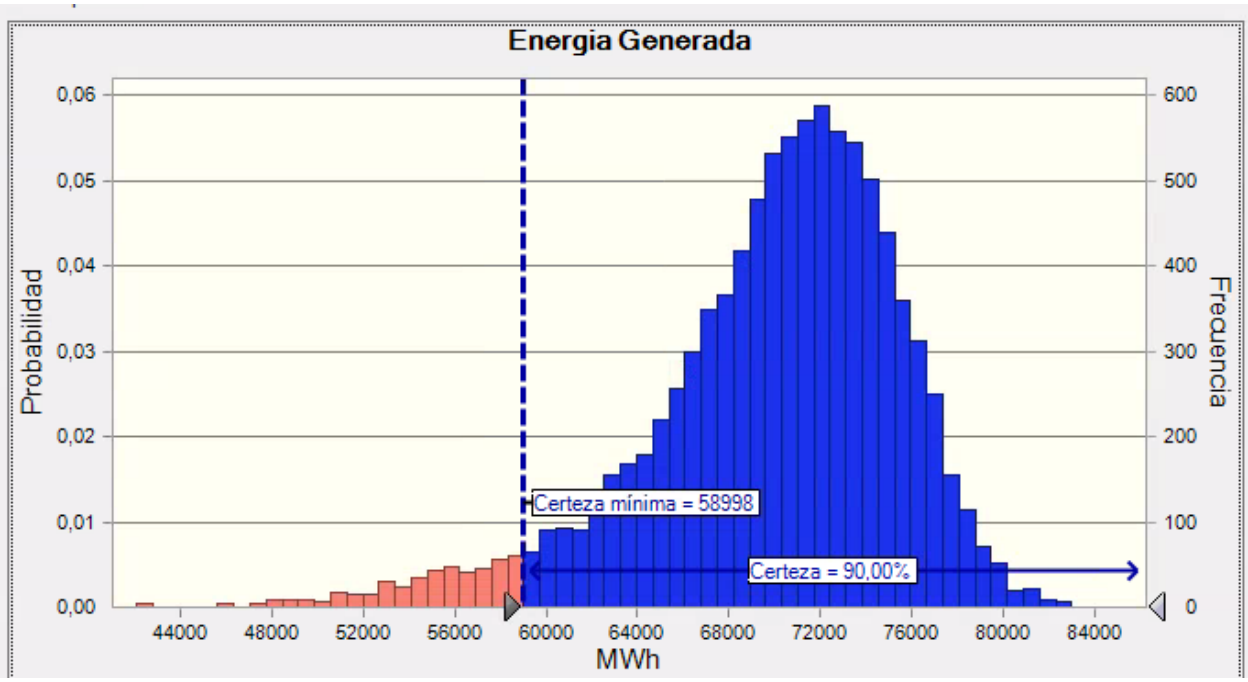


Figura 0-8 Cota de energía minina para precio de $130,00/MWh

Lo mismo sucede con la energía mínima a entregar.

Considerando estos últimos resultados, entonces, se sugiere tener como precio mínimo para la licitación aquel que anule el VAN esperado, es decir, $ 102,00/MWh, mientras que el sugerido para asegurar una mayor rentabilidad, es de $130,29/MWh. Si se quisiera tener una probabilidad de 50% de rentabilidad, el precio será de 103,65, ligeramente superior al caso de VAN nulo.

El precio para VAN p90, se corresponde con el valor estipulado en el análisis de mercado, mientras que hay otros precios intermedios que mantienen probabilidad de rentabilidad positiva, pero son más competitivos en caso de que se e presenten muchos competidores en la licitación.

Entonces, si se presentan muchos proyectos al momento de darse la licitación, se sugiere optar por el precio más bajo el cual aseguraría ganar la limitación con una mayor probabilidad, mientras que si los que se presentan son pocos respecto a la potencia total a licitar, se recomienda optar por un precio más alto para maximizar la rentabilidad del proyecto y también de los inversores.

En conclusión, de este estudio, se muestra que, mediante el análisis de riesgos, aplicando metodologías de mitigación y flexibilidad como lo son contratos especiales, opciones reales e inversión en tecnología más nueva permitieron transformar un proyecto poco viable en un escenario de elevado riesgo en uno con altas chances de generar riqueza.

Por último, se hace una prueba, para tener en cuenta el MATER ante alguna eventualidad que genere el no lanzamiento de una nueva licitación, o que se pierda la licitación. En este caso, como se analizó, los precios promedios rondan los 70 U$D/ MWh, lo cual no es atractivo para el proyecto, ya que es altamente inferior a los estipulados en las simulaciones para p50 y p90 sobre el VAN, sin embargo, se podría conseguir un contrato de hasta 113 U$D/MWh, en caso de que haya exceso de demanda, ya que el precio máximo admitido para contratos entre privados es de dicho valor, y se indica en la resolución. En ese caso, el VAN esperado es de $5.861.240 con una probabilidad de VAN negativo de 14,5 %. Esta alternativa, entonces, es viable para tener en cuenta como plan de contingencia en caso de que fracase la licitación. Sin embargo, es ligeramente riesgosa.

Entonces, mediante el estudio de riesgos, se llegan a conclusiones sobre tentativas de precio de licitación para el proyecto, y mediante la metodología aplicada, se mitigan los principales riesgos del proyecto para hacerlo más rentable, menos volátil y más competitivo en las licitaciones.

Mediante las mitigaciones de riesgo de la geomembrana y un contrato con CEAMSE, se logra un aumento del van de 47% y 152% respectivamente, lo cual es conveniente, además de disminuir el desvío estándar de la rentabilidad.

Por último, mediante la metodología de opciones reales, también se reduce la volatilidad del proyecto y se aumenta en US$ 139.570 con la opción de abandono y US$190.220 con la opción del estudio de disponibilidad de biogás antes de instalar la planta de generación.

Además, queda como punto a mejorar en cuanto exista alguna tecnología que permita controlar el radio de influencia de un relleno sanitario. Si se mejora este aspecto, la volatilidad de estos tipos de proyectos disminuiría drásticamente y los haría más competitivos con otras tecnologías de generación energética.

A partir de estas conclusiones, entonces se recomienda a que los inversores interesados en el proyecto que resulta atractivo tanto desde el punto de vista del proyecto como de los inversores poner capital en la planta de generación.

ANEXO A: comparación de tecnologías renovables

A.1.Cálculo del LCOE

Se define el costo nivelado de la energía/electricidad o Levelized cost of energy/electricity (LCOE) como el costo por unidad de energía de un activo generador de energía basado en el valor presente de sus costos totales de construcción y operación a lo largo de su vida útil, dividido por la salida total de energía esperada por ese activo a lo largo de su vida útil económica.

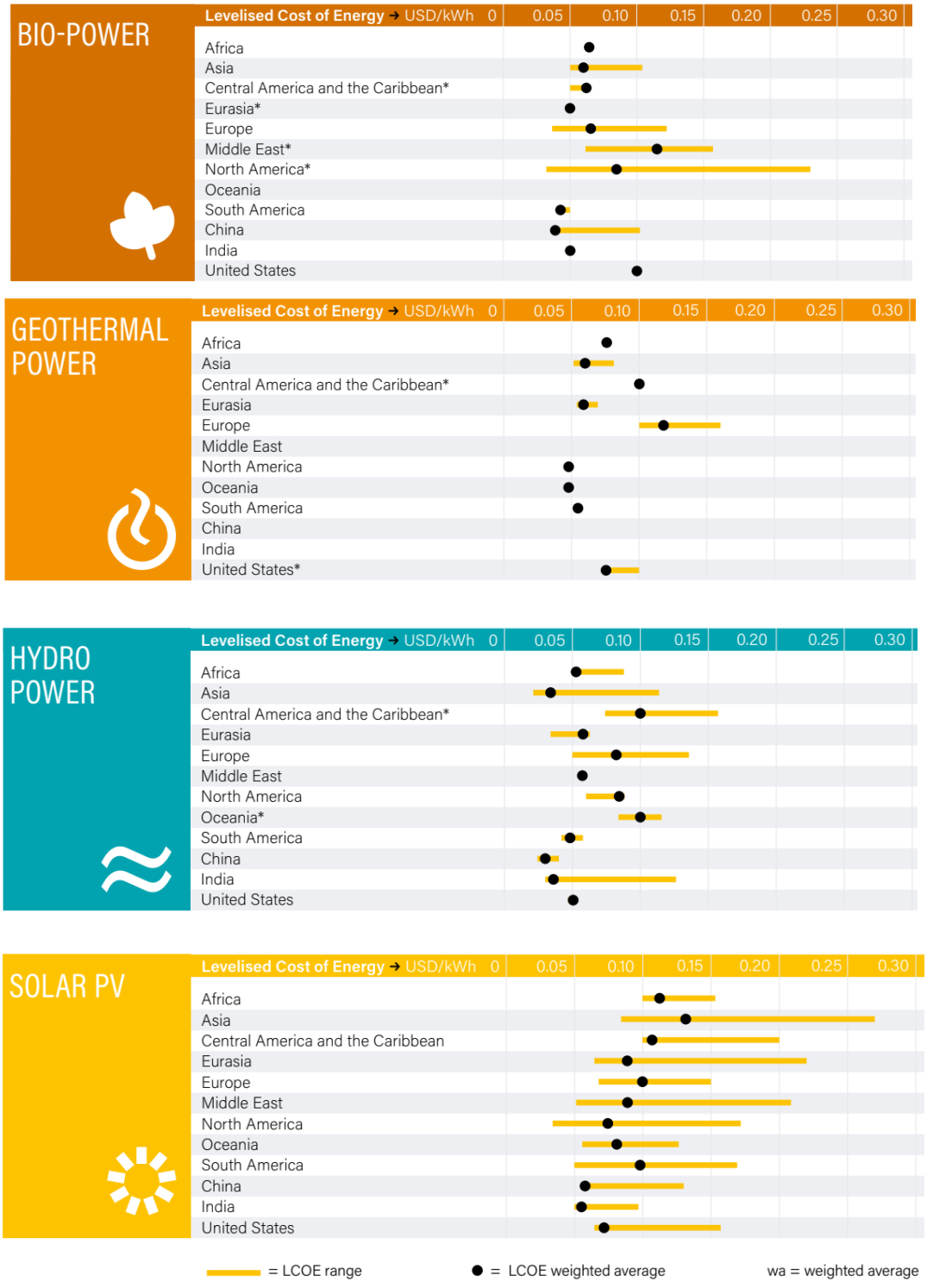
$$LCOE = \frac{\sum_t (It + Mt + Ft)/(1+r)}{\sum_t Et/(1+r)} \quad (39)$$

Donde:
I_t = gastos de inversión en el año t
M_t = gastos de operación y mantenimiento en el año t
F_t = gastos de combustibles en el año t
E_t = generación de electricidad en el año t
r = tasa de descuento
n = vida económica del proyecto

Todos estos valores pueden variar según la región y según el tiempo en que se calculen, conforme evolucionan las tecnologías y los precios de los recursos cambian. A su vez, dada una región y un determinado momento, también pueden variar según las características de cada planta (principalmente por la potencia instalada). Por estas razones se los suele presentar en rangos.

A.2. Datos de comparaciones geográficas

A continuación, se puede ver los estudios que la red Ren21 ha publicado (basado en datos de IRENA) en cuanto a esto para el 2018.


BIO-POWER
Levelised Cost of Energy → USD/kWh 0 0.05 0.10 0.15 0.20 0.25 0.30
Africa
Asia
Central America and the Caribbean*
Eurasia*
Europe
Middle East*
North America*
Oceania
South America
China
India
United States
GEOTHERMAL POWER
Levelised Cost of Energy → USD/kWh 0 0.05 0.10 0.15 0.20 0.25 0.30
Africa
Asia
Central America and the Caribbean*
Eurasia
Europe
Middle East
North America
Oceania
South America
China
India
United States*
HYDRO POWER
Levelised Cost of Energy → USD/kWh 0 0.05 0.10 0.15 0.20 0.25 0.30
Africa
Asia
Central America and the Caribbean*
Eurasia
Europe
Middle East
North America
Oceania*
South America
China
India
United States
SOLAR PV
Levelised Cost of Energy → USD/kWh 0 0.05 0.10 0.15 0.20 0.25 0.30
Africa
Asia
Central America and the Caribbean
Eurasia
Europe
Middle East
North America
Oceania
South America
China
India
United States
= LCOE range
= LCOE weighted average
wa = weighted average

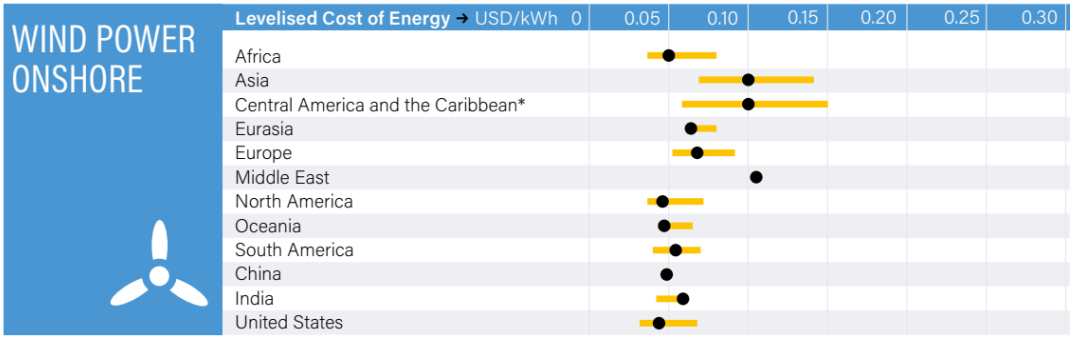


*Figura A.1 Rangos y promedios ponderados al 2018 del LCOE para cada tecnología en cada región. Fuente Ren21. Nota: *: implica valores de 2017 dada la no disponibilidad de valores de 2018*

A.3.Tabla de comparación de la inversión

BIO-POWER

Total Investment Cost → USD/kW	min	max	wa	Capacity Factor →	min	max	wa
Africa	1,220	1,220	1,220		0.41	0.41	0.41
Asia	1,350	5,347	2,408		0.54	0.90	0.78
Central America and the Caribbean	1,512	2,393	1,768		0.27	0.80	0.60
Eurasia	1,378	1,414	1,401		0.83	0.83	0.83
Europe	1,158	6,873	2,917		0.67	0.93	0.81
Middle East	3,424	4,454	4,022		0.46	0.92	0.64
North America	532	7,690	3,877		0.16	0.96	0.84
Oceania	2,450	2,450	2,450				
South America	891	1,897	1,081		0.53	0.83	0.58
China	1,350	4,935	1,383		0.53	0.94	0.75
India	1,350	1,350	1,350		0.75	0.75	0.75
United States	2,370	2,370	2,370		0.42	0.42	0.42

GEOTHERMAL POWER

Total Investment Cost → USD/kW	min	max	wa	Capacity Factor →	min	max	wa
Africa	4,612	4,612	4,612		0.80	0.80	0.80
Asia	3,045	5,150	3,612		0.64	0.89	0.83
Central America and the Caribbean	3,688	3,688	3,688		0.57	0.57	0.57
Eurasia	4,507	4,869	4,793		0.77	0.98	0.92
Europe	5,142	10,599	7,192		0.72	0.75	0.74
Middle East							
North America	3,833	3,833	3,833		0.91	0.91	0.91
Oceania	3,794	3,794	3,794		0.90	0.90	0.90
South America	3,140	3,140	3,140		0.80	0.80	0.80
China							
India							
United States	5,382	7,007	5,555		0.80	0.80	0.80

HYDRO POWER

Total Investment Cost → USD/kW	min	max	wa	Capacity Factor →	min	max	wa
Africa	1,937	3,405	2,265		0.47	0.81	0.56
Asia	657	4,540	1,350		0.33	0.64	0.46
Central America and the Caribbean	1,720	4,665	3,549		0.32	0.55	0.53
Eurasia	1,864	2,606	2,462		0.52	0.61	0.53
Europe	877	4,820	1,488		0.16	0.44	0.24
Middle East	1,255	1,255	1,255		0.27	0.27	0.27
North America	3,366	5,843	5,665		0.42	0.73	0.71
Oceania	3,886	3,888	3,888		0.31	0.50	0.45
South America	1,519	2,248	2,029		0.50	0.59	0.53
China	975	1,286	1,184		0.40	0.51	0.49
India	1,105	2,446	1,489		0.28	0.57	0.49
United States	2,232	3,028	2,490		0.54	0.64	0.57

SOLAR PV

Total Investment Cost → USD/kW	min	max	wa	Capacity Factor →	min	max	wa
Africa	1,299	2,889	1,621		0.17	0.23	0.18
Asia	1,161	3,595	1,921		0.12	0.18	0.16
Central America and the Caribbean	1,336	2,304	1,402		0.14	0.21	0.16
Eurasia	1,138	2,444	1,287		0.14	0.19	0.16
Europe	903	1,756	1,098		0.11	0.19	0.14
Middle East	836	3,195	1,342		0.19	0.22	0.20
North America	916	2,481	1,557		0.14	0.27	0.22
Oceania	1,188	2,336	1,554		0.17	0.24	0.20
South America	936	2,086	1,542		0.13	0.31	0.20
China	878	1,512	879		0.13	0.18	0.17
India	656	1,098	793		0.16	0.22	0.19
United States	1,414	2,362	1,549		0.14	0.27	0.22

WIND POWER ONSHORE

Total Investment Cost → USD/kW	min	max	wa	Capacity Factor →	min	max	wa
Africa	1,149	2,438	1,451		0.34	0.49	0.41
Asia	1,783	2,565	2,237		0.22	0.35	0.29
Central America and the Caribbean	2,066	3,404	2,277		0.24	0.54	0.33
Eurasia	1,972	2,001	1,998		0.32	0.35	0.35
Europe	1,483	2,362	1,950		0.25	0.43	0.33
Middle East	2,313	2,313	2,313		0.29	0.29	0.29
North America	1,287	2,180	1,546		0.33	0.46	0.39
Oceania	1,472	1,973	1,638		0.31	0.48	0.37
South America	1,345	2,265	1,763		0.33	0.54	0.47
China	1,099	1,261	1,173		0.26	0.29	0.29
India	1,086	1,337	1,201		0.25	0.37	0.28
United States	1,341	2,346	1,659		0.36	0.52	0.44

*Figura A.2 Rangos y promedios ponderados al 2018 del LCOE para cada tecnología en cada región. Fuente: Ren21. *: implica valores de 2017 dada la no disponibilidad de valores de 2018*

ANEXO B: Selección de modelos de demanda.

Teniendo en cuenta las variables explicativas correspondientes a cada tipo de demanda que se detallaron en el cuerpo de la entrega, cada uno de los datos correspondientes a las variables propuestas y al consumo de energía eléctrica se cargan en un archivo de Microsoft Excel provisto por la cátedra, el cual combina las variables explicativas, evaluando todas las combinaciones posibles de modelos de regresión, tanto simple como múltiple. Para cada uno de los modelos se reporta R^2, R^2 ajustado, Desvío estándar, determinante de la matriz de correlación, desvío para cada parámetro, PRESS, cantidad de parámetros del modelo (p) y coeficiente Cp de Mallow.

El análisis estadístico comenzará por filtrar aquellos modelos que sean incompletos o presenten multicolinealidad entre las variables explicativas. Para ello, se aplican como criterios de selección a los siguientes para modelos multivariables:

- Si el DET>0,1, entonces se asume que el modelo no presenta multicolinealidad y por ende no debe ser descartado a priori. En caso contrario, el modelo se descarta por presentar multicolinealidad severa entre las variables explicativas del modelo.

- Si Cp<5*p, entonces no se asume que el modelo es incompleto y no se descarta. En caso contrario, el modelo es inmediatamente excluido.

A continuación, se toma el PRESS como criterio de ranqueo de modelos, el cual indica mayor capacidad de predicción del modelo a menor sea el indicador. El PRESS representa la suma de los cuadrados de los errores de predicción y es una medida de desviación entre los valores ajustados y los valores observados; para su cálculo sistemáticamente se elimina cada una de las observaciones del conjunto de datos, y determinando hasta qué punto el modelo predice la observación eliminada.

Tomando los modelos de modo ordenado según el PRESS, se analiza cada uno en profundidad para validar los supuestos sobre los residuos del modelo, la validez de este, la significación de las variables y el cumplimiento de la hipótesis. Se realizará el proceso en Minitab hasta encontrar el primero modelo válido.

En el análisis de Minitab se evaluará el cumplimiento de las hipótesis para cada una de las variables explicativas, que tanto el modelo como las variables sean significativas y que no exista autocorrelación serial mediante un test de Durbin-Watson. Todo lo anterior se testeará con un nivel de significación del 5%. A su vez, para validar que el modelo sea estadísticamente válido, se evalúa que para los residuos se cumplan los siguientes supuestos:

1. Esperanza nula.
2. Independencia.
3. Normalidad.
4. Varianza constante.

Para cada modelo seleccionado se realizar 25 proyecciones ya que se asume que la construcción de la planta comenzará en 2021, demorará un aproximado de 4 años y que las misma operará durante 20 años, periodo que se espera que durará el proyecto.

B.1. Consumo residencial

Para todas las variables que se detallan en el sector principal del cuerpo, e realizan las corridas de los modelos en Microsoft Excel y luego se los filtra teniendo en cuenta los criterios de DET y Cp detallados con anterioridad y se obtienen los siguientes:

Modelo	R^2	R^2 aj	S^2	DET	S $\|d_i\|$	PRESS	p	C_p	Check DET	Check CP
X1 X2	0,98	0,97	2116123	0,19	17267	43689291	3	13,48	OK	OK
X3 X5	0,98	0,98	1843900	0,93	18215	46315241	3	10,59	OK	OK
X1 X3	0,98	0,97	2206814	0,30	17927	48316404	3	14,45	OK	OK
X2 X3	0,98	0,97	2238728	0,74	18029	49080337	3	14,79	OK	OK
X5 X6	0,98	0,97	2068677	0,93	18999	50533804	3	12,98	OK	OK
X3	0,96	0,95	3716107	1,00	24390	72928190	2	31,77	OK	OK
X6	0,95	0,95	3956229	1,00	24661	77575978	2	34,54	OK	OK
X4	0,90	0,89	8686910	1,00	41413	144683692	2	88,99	OK	OK
X1	0,80	0,79	16623103	1,00	57652	285671945	2	180,33	OK	OK
X2	0,39	0,34	52041048	1,00	100441	835283146	2	588,00	OK	OK
X5	0,17	0,10	70565682	1,00	121935	1256493841	2	801,22	OK	OK

Tabla B-1-1. Selección de modelos de consumo residencial.

Donde:

X1: PIB real a precios constantes de 2010[Miles de millones de dólares].

X2: PBI real per cápita a precios constantes de 2010 [Dólares/persona].

X3: 1000000/población [1/persona].

X4: Household spending.

X5: Desempleo

X6: Tiempo.

A continuación se analiza cada modelo hasta encontrar el primer modelo de predicción válido, ordenándose éstos por PRESS creciente.

Consumo residencial en función del PBI y del PBI per cápita

Minitab arroja los siguientes resultados:

Ecuación de regresión

Residencial	=	12399 + 0,3989 PBI(miles de millones de dólar - 13,32 PBIPC

Tabla B-1-2. Selección de modelos de consumo residencial.

De la ecuación de regresión se deduce que el modelo cumple no cumple con las hipótesis planteadas para cada variable ya que si bien predice que el consumo de energía aumentará a medida que aumente el PBI, el coeficiente asociado al PBI per cápita es negativo, no respetándose la hipótesis inicial. Por lo anterior, se descarta el modelo y no se procede a analizar que este sea estadísticamente válido.

Consumo residencial en función de 1000000/población y desempleo

Minitab arroja los siguientes resultados:

Ecuación de regresión

Residencial	=	233599 - 7410043 1/Población - 112104 Desempleo

Tabla B-1-3. Ecuación de regresión para 1/población y desempleo.

De la ecuación de regresión se deduce que el modelo cumple cumple con las hipótesis planteadas para cada variable ya que predice que el consumo de energía aumentará a medida que aumente el PBI, y que este disminuye a medida que aumenta el desempleo, lo cual se haya alineado con las hipótesis iniciales. Con lo anterior, no se descarta el modelo por incumplimiento de las hipótesis.

Término	Coef	EE del coef.	IC de 95%	Valor T	Valor p	FIV
Constante	233599	7786	(216634; 250565)	30,00	0,000	
1/Población	-7410043	336297	(-8142771; -6677315)	-22,03	0,000	1,08
Desempleo	-112104	29750	(-176923; -47285)	-3,77	0,003	1,08

Tabla B-1-4. Coieficientes del modelo y prueba individual.

De la tabla de coeficientes es posible observar que con un nivel de confianza del 95%, es posible asumir que tanto las variables desempleo como tiempo son estadísticamente significativas, ya que se obtiene para ambas un p-value<0,05, siendo el nivel de significación del 5%.

Análisis de Varianza

Fuente	GL	SC Sec.	Contribución	SC Ajust.	MC Ajust.	Valor F	Valor p
Regresión	2	1078039381	97,99%	1078039381	539019691	292,33	0,000
1/Poblacion	1	1051856788	95,61%	895227059	895227059	485,51	0,000
Desempleo	1	26182593	2,38%	26182593	26182593	14,20	0,003
Error	12	22126806	2,01%	22126806	1843900		
Total	14	1100166187	100,00%				

Tabla B-1-4. Anova del modelo 1/pblacion y desempleo para demanda residancial

De la tabla de análisis de varianza es posible observar que para el test de F para la regresión se obtiene un p-value<0,05, siendo el nivel de significación del 5%; por lo que con un nivel de confianza de 95% se asume que el modelo es válida.

Estadístico de Durbin-Watson

Estadístico de Durbin-Watson =	1,19951

Tabla B-1-5.Estadistico de Durbin Watson para el modelo.

El test de Durbin-Watson se realiza para estudiar la existencia de autocorrelación serial y las hipótesis son las siguientes:

H0) No hay AS positiva. HA) Si hay AS.

H0*) No hay AS negativa.

No se rechazará H0 y H0*, cuando el valor del estadístico de Durbin-Watson se halle entre los valores du y 4-dl. Para un nivel de significación del 5% y dos variables explicativas: dl=0,95 y du=1,54, según el valor tabulado de los estadísticos.

Como el estadístico de Durbin-Watson se halla entre los valores de dl y 4-du, entonces no hay evidencia necesaria para rechazar H0 y H0*, por lo que se asume con un nivel de confianza del 95% que no existe autocorrelación serial, por lo que el modelo no se descarta.

Finalmente, se procede a realizar el análisis del cumplimiento de las hipótesis de los residuos.

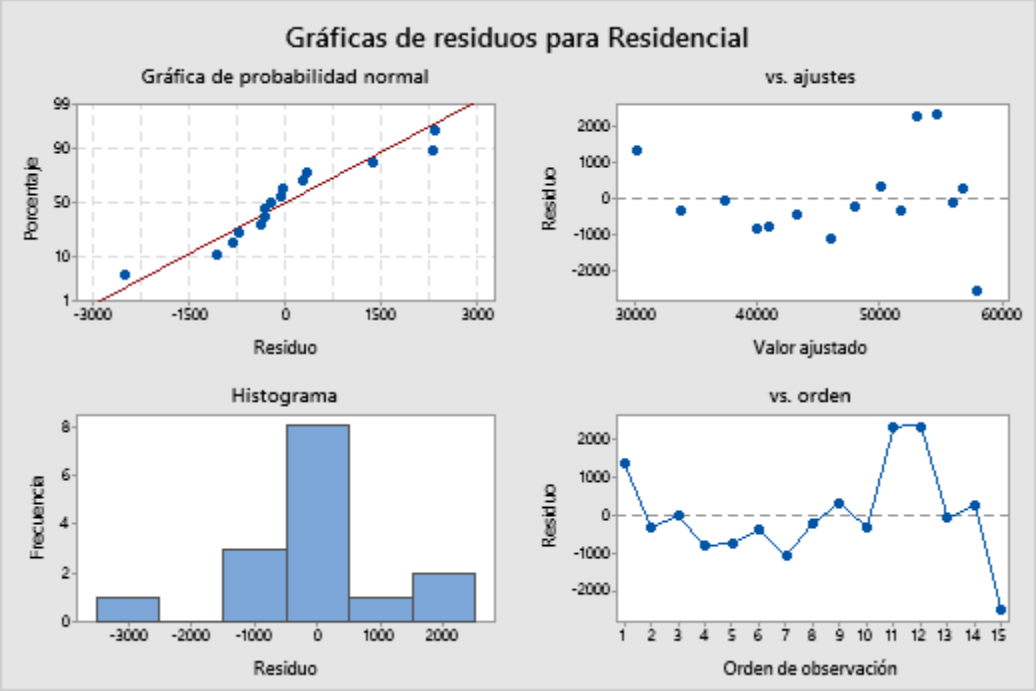


Figura B.1. análisis de residuos del modelo de demanda residencial con 1/población y desempleo.

Al observarse el gráfico de residuos vs. ajuste, el posible observar una tendencia creciente de la dispersión de la nube de puntos a medida que se desplazan en el sentido creciente del eje X. Por ello, se asume que no se cumple el supuesto de homocedasticidad, es decir, varianza constante, y es suficiente para descartar el modelo.

Consumo residencial en función del PBI y 1000000/población

Minitab arroja los siguientes resultados:

Ecuación de regresión

Residencial	=	166094 + 0,0591 PBI(miles de millones de dólar - 6030505 100000/Población

Tabla B-1-6. Ecuación de regresión para PBI real y 1/población.

De la ecuación de regresión se deduce que el modelo cumple cumple con las hipótesis planteadas para cada variable ya que predice que el consumo de energía aumentará a medida que aumente el PBI, y que este aumenta a medida que aumenta la población, lo cual se haya alineado con las hipótesis iniciales. Con lo anterior, no se descarta el modelo por incumplimiento de las hipótesis.

Coeficientes

Término	Coef	EE del coef.	IC de 95%	Valor T	Valor p	FIV
Constante	166094	22680	(116678; 215509)	7,32	0,000	
PBI(miles de millones de dólar	0,0591	0,0188	(0,0182; 0,1001)	3,14	0,008	3,36
1000000/Población	-6030505	650573	(-7447982; -4613028)	-9,27	0,000	3,36

Tabla B-1-7. Coeficientes y prueba individual para PBI real y 1/población.

De la tabla de coeficientes es posible observar que con un nivel de confianza del 95%, es posible asumir que tanto las variables desempleo como tiempo son estadísticamente significativas, ya que se obtiene para ambas un p-value<0,05, siendo el nivel de significación del 5%.

Análisis de Varianza

Fuente	GL	Contribución	SC Ajust.	MC Ajust.	Valor F	Valor p
Regresión	2	97,59%	1073684417	536842208	243,27	0,000
PBI(miles de millones de dólar	1	80,36%	21827629	21827629	9,89	0,008
100000/Población	1	17,24%	189618570	189618570	85,92	0,000
Error	12	2,41%	26481770	2206814		
Total	14	100,00%				

Tabla B-1-8. Tabla ANOVA para PBI real y 1/población.

De la tabla de análisis de varianza es posible observar que para el test de F para la regresión se obtiene un p-value<0,05, siendo el nivel de significación del 5%; por lo que con un nivel de confianza de 95% se asume que el modelo es válido.

Estadístico de Durbin-Watson

Estadístico de Durbin-Watson =	1,15141

Tabla B-1-9. Estadistico de Durbin Watson del modelo.

El test de Durbin-Watson se realiza para estudiar la existencia de autocorrelación serial y las hipótesis son las siguientes:

H0) No hay AS positiva. HA) Si hay AS.

H0*) No hay AS negativa.

No se rechazará H0 y H0*, cuando el valor del estadístico de Durbin-Watson se halle entre los valores du y 4-dl. Para un nivel de significación del 5% y dos variables explicativas: dl=0,95 y du=1,54, según el valor tabulado de los estadísticos.

Como el estadístico de Durbin-Watson se halla entre los valores de dl y 4-du, entonces no hay evidencia necesaria para rechazar H0 y H0*, por lo que se asume con un nivel de confianza del 95% que no existe autocorrelación serial, por lo que el modelo no se descarta.

Finalmente, se procede a realizar el análisis del cumplimiento de las hipótesis de los residuos.

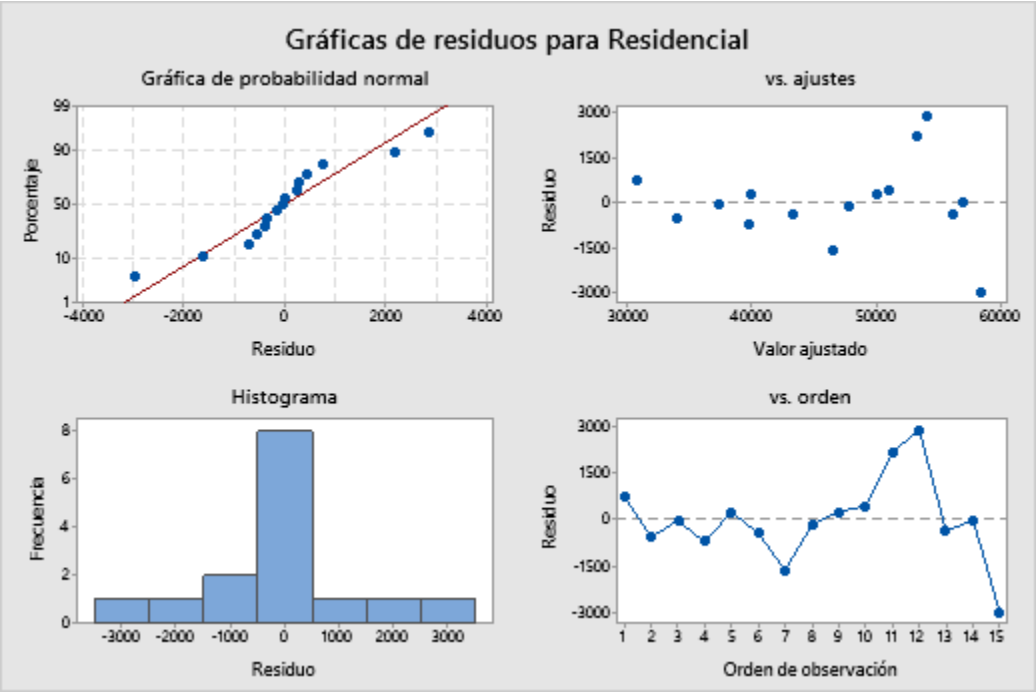


Figura B.2.Análisis de residuos del modelo de demanda residencial con 1/población y desempleo.

En la gráfica de probabilidad normal es posible apreciar que los datos se ajustan a la recta de probabilidad normal, por lo que se asume que se cumple dicho supuesto. En una siguiente instancia, en la gráfica de residuos vs. orden de observación es posible observar que los residuos se comportan de forma aleatoria, por lo que se asume que se cumple el supuesto de independencia de los mismos. Luego, se analiza la gráfica de residuos vs. ajuste, en la cual se observa que los mismos son una nube de puntos aproximadamente uniformemente dispersa respecta del cero, por lo que se asume que se cumple el supuesto de varianza constante. Finalmente, el histograma muestra estar fuertemente centrado en cero, por lo que se asume que se cumple el supuesto de esperanza nula para los residuos.

Aunque las variables PIB y 1/población no presentan multicolinealidad, como última instancia se realiza un test de correlación entre ambas variables predictivas, ya teóricamente el PBI es proporcional a la población, afectado por un factor del PBI per cápita. Para el análisis de realiza un test de correlación en de Pearson en Minitab con un nivel de significación del 95% y se obtienen los siguientes resultados:

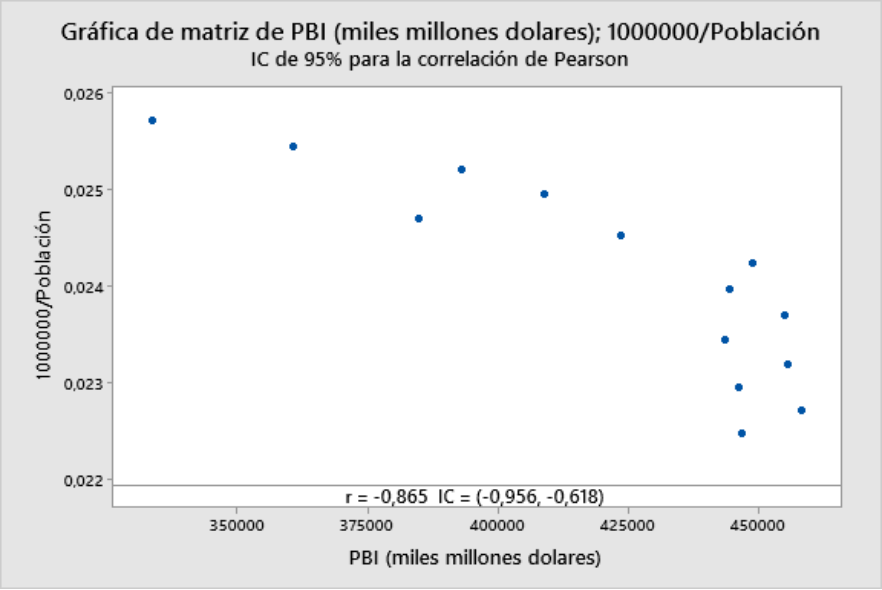


Figura B.3. Gráfica de dispersión entre PBIreal y 1/población.

Correlaciones en parejas de Pearson

Muestra 1	Muestra 2	N	Correlación	IC de 95% para ρ	Valor p
1000000/Población	PBI (miles millones dólares)	14	-0,865	(-0,956; -0,618)	0,000

Tabla B-1-10. Resultados de análisis de correlación entre variables PBI e 1/población.

Por un lado, en la gráfica de correlación es posible observar una clara correlación inversa entre las variables; por otro lado, el módulo del valor del índice de correlación se halla entre los valores 0,8 y 1, por lo que se interpreta que la correlación es alta. Finalmente, se obtiene un valor p menor al nivel de significancia de 0,05; por lo que se puede concluir que la correlación es diferente de cero. Con esto, se descarta el modelo.

Consumo residencial en función del PBIPC y 1000000/población

Minitab arroja los siguientes resultados:

Minitab arroja los siguientes resultados:

Ecuación de regresión

Residencial	=	219076 - 7798621 1000000/Población + 1,457 PBIPC

Tabla B-1-11. Ecuación de regresión con PBI per cápita y 1/Población.

De la ecuación de regresión se deduce que el modelo cumple cumple con las hipótesis planteadas para cada variable ya que predice que el consumo de energía aumentará a medida que aumente el PBI, y que este disminuye a medida que aumenta el factor 1/población, lo cual se haya alineado con las hipótesis iniciales. Con lo anterior, no se descarta el modelo por incumplimiento de las hipótesis.

Coeficientes

Término	Coef	EE del coef.	IC de 95%	Valor T	Valor p	FIV
Constante	219076	13057	(190338 ; 247815)	16,78	0,000	
PBIPC	1,457	0,578	(0,184 ; 2,730)	2,52	0,029	1,61
100000/Población	-7798621	357462	(-8585391 ; -7011852)	-21,82	0,000	1,61

Tabla B-1-12. Coeficientes del modelo y prueba individual.

De la tabla de coeficientes es posible observar que con un nivel de confianza del 95%, es posible asumir que tanto las variables 1000000/población como PBIPC son estadísticamente significativas, ya que se obtiene para ambas un p-value<0,05, siendo el nivel de significación del 5%.

Análisis de Varianza

Fuente	GL	SC Sec.	Contribución	SC Ajust.	MC Ajust.	Valor F	Valor p
Regresión	2	1078039381	98,77%	1004490389	502495195	442,70	0,000
PBIPC	1	1051856788	45,68%	7204510	7204510	6,35	0,029
100000/Población	1	26182593	53,10%	520251483	540251483	475,96	0,000
Error	11	22126806	1,23%	1135066	1135066		
Total	12	1100166187	100,00%				

Tabla B-1-13. Analisis ANOVA del modelo PBI per cápita y 1/población.

De la tabla de análisis de varianza es posible observar que para el test de F para la regresión se obtiene un p-value<0,05, siendo el nivel de significación del 5%; por lo que con un nivel de confianza de 95% se asume que el modelo es válida.

Estadístico de Durbin-Watson

Estadístico de Durbin-Watson =	1,43452

Tabla B-1-14. Estadístico de Durbin Watson del modelo.

El test de Durbin-Watson se realiza para estudiar la existencia de autocorrelación serial y las hipótesis son las siguientes:

H0) No hay AS positiva. HA) Si hay AS.

H0*) No hay AS negativa.

No se rechazará H0 y H0*, cuando el valor del estadístico de Durbin-Watson se halle entre los valores du y 4-dl. Para un nivel de significación del 5% y dos variables explicativas: dl=0,95 y du=1,54, según el valor tabulado de los estadísticos.

Como el estadístico de Durbin-Watson se halla entre los valores de dl y 4-du, entonces no hay evidencia necesaria para rechazar H0 y H0*, por lo que se asume con un nivel de confianza del 95% que no existe autocorrelación serial, por lo que el modelo no se descarta.

Finalmente, se procede a realizar el análisis del cumplimiento de las hipótesis de los residuos.

Figura B.4.Analisis de residuos para el modelo.

En la gráfica de probabilidad normal es posible apreciar que los datos se ajustan a la recta de probabilidad normal, por lo que se asume que se cumple dicho supuesto. En una siguiente instancia, en la gráfica de residuos vs. orden de observación es posible observar que los residuos se comportan de forma aleatoria, por lo que se asume que se cumple el supuesto de independencia de los mismos. Luego, se analiza la gráfica de residuos vs. ajuste, en la cual se observa que los mismos son una nube de puntos aproximadamente uniformemente dispersa respecta del cero, por lo que se asume que se cumple el supuesto de varianza constante.

Cuando el histograma es analizado, en este es posible observar que la mayor frecuencia para los residuos se da para un rango centrado en cero, con ello, se puede asumir que se cumple el supuesto de esperanza nula. Sin embargo, en el mismo se explicita que la distribución de los residuos gráficamente no se asimila a la de una distribución normal. Para validar analíticamente el cumplimiento o no de dicho supuesto, el cual gráficamente se asumió demostrado con la gráfica de probabilidad normal se realizará un test de bondad de ajuste de Shapiro-Wilk en Minitab. Se opta por este test debido a que el tamaño de la muestra es menor a las 50 observaciones. Se realiza el test con un $\alpha=0,1$.

Para dicho test tomando X = residuos las hipótesis serán las siguiente:

H0: $X \sim N(\mu,\sigma^2)$ H1: $X \nsim N(\mu,\sigma^2)$

Condición de rechazo: p-value< α

Minitab arroja los siguientes resultados:

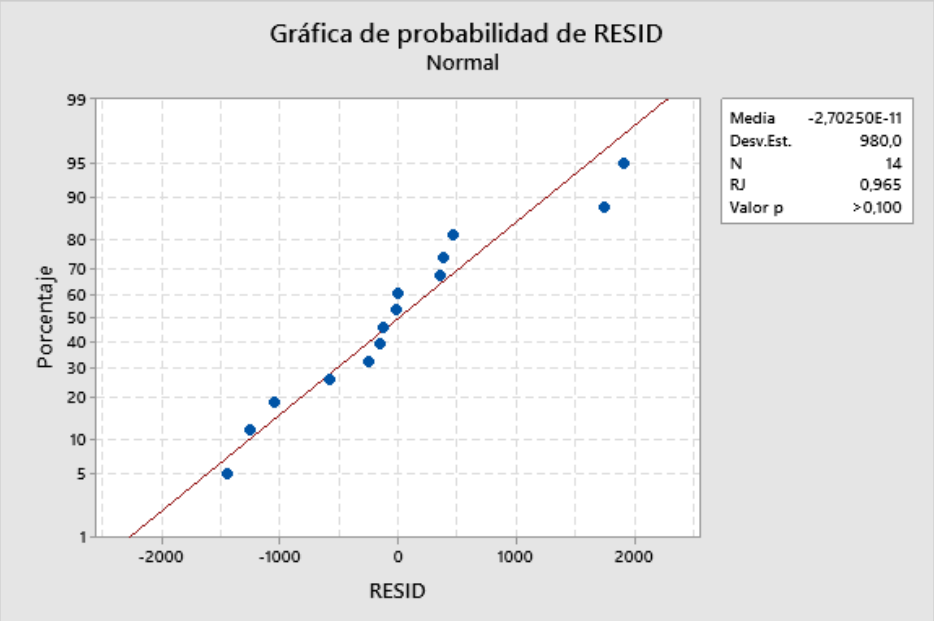


Figura B.5. Gráfica de probabilidad normal para los residuos del modelo.

Con todo lo anterior, se asume que se cumplen el supuesto de normalidad y de esperanza nula. Por lo tanto, se concluye que el modelo es válido. Sin embargo, no se encontró documentación o papers de expertos para validad estadísticamente y matemáticamente (aunque si cualitativamente a partir del aumento de la pobreza) que sea correcto predecir el consumo de energía eléctrica a partir de la variable 1/población. Así, se evalúa a continuación un modelo que contemple las variables explicativas que en este modelo demostraron explicar la demanda de energía eléctrica residencial, pero con una relación lineal entre consumo y población.

Consumo residencial en función del PBIPC y población

Minitab arroja los siguientes resultados:

Ecuación de regresión

Residencial	=	-156530+ 0,04394Población + 1,958 PBIPC

Tabla B-1-15. Ecuación de regresión con PBI per cápita y Población.

De la ecuación de regresión se deduce que el modelo cumplecon las hipótesis planteadas para cada variable ya que predice que el consumo de energía aumentará a medida que aumenten el PBI per cápita y la población, lo cual se haya alineado con las hipótesis iniciales. Con lo anterior, no se descarta el modelo por incumplimiento de las hipótesis.

Coeficientes

Término	Coef	EE del coef.	IC de 95%	Valor T	Valor p	FIV
Constante	-156530	7253	(-172494; -140566)	-21,58	0,000	
PBIPC	1,954	0,601	(0,632; 3,277)	3,25	0,008	1,54
Población	0,004394	0,000215	(0,003921; 0,004866)	20,48	0,000	1,54

Tabla B-1-16. Coeficientes del modelo y prueba individual.

De la tabla de coeficientes es posible observar que con un nivel de confianza del 95%, es posible asumir que tanto las variables población como PBIPC son estadísticamente significativas, ya que se obtiene para ambas un p-value<0,05, siendo el nivel de significación del 5%. Además, ninguno de los intervalos de confianza de los coeficientes contiene al 0, por lo que se asume que ambas variables son estadísticamente significativas.

Análisis de Varianza

Fuente	GL	SC Sec.	Contribución	SC Ajust.	MC Ajust.	Valor F	Valor p
Regresión	2	1003346869	98,61%	1003346869	501673434	390,57	0,000
PBIPC	1	464738906	45,68%	13590138	13590138	10,58	0,008
Población	1	538607963	52,94%	538607963	538607963	419,32	0,000
Error	11	14129250	1,39%	14129250	1284477		
Total	13	1017476119	100,00%				

Tabla B-1-17. Análisis ANOVA del modelo PBI per cápita y 1/población.

De la tabla de análisis de varianza es posible observar que para el test de F para la regresión se obtiene un p-value<0,05, siendo el nivel de significación del 5%; por lo que con un nivel de confianza de 95% se asume que el modelo es válido.

Estadístico de Durbin-Watson

Estadístico de Durbin-Watson =	1, 39312

Tabla B-1-18. Estadístico de Durbin Watson del modelo.

El test de Durbin-Watson se realiza para estudiar la existencia de autocorrelación serial y las hipótesis son las siguientes:

H0) No hay AS positiva.HA) Si hay AS.

H0*) No hay AS negativa.

No se rechazará H0 y H0*, cuando el valor del estadístico de Durbin-Watson se halle entre los valores du y 4-dl. Para un nivel de significación del 5% y dos variables explicativas: dl=0,95 y du=1,54, según el valor tabulado de los estadísticos.

Como el estadístico de Durbin-Watson se halla entre los valores de dl y 4-du, entonces no hay evidencia necesaria para rechazar H0 y H0*, por lo que se asume con un nivel de confianza del 95% que no existe autocorrelación serial, por lo que el modelo no se descarta.

Finalmente, se procede a realizar el análisis del cumplimiento de las hipótesis de los residuos.

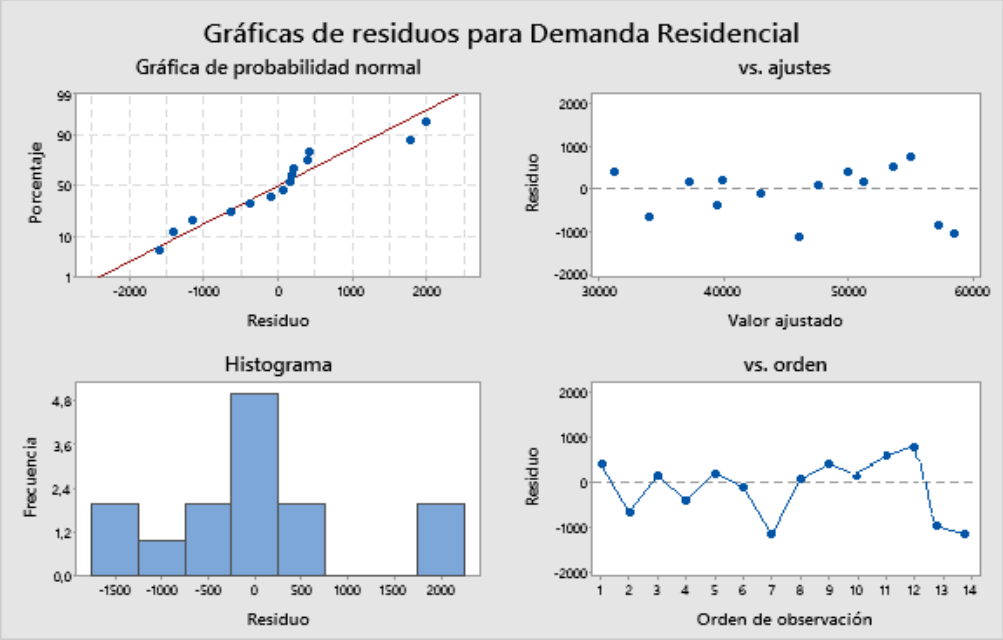


Figura B.6.Analisis de residuos para el modelo.

En la gráfica de probabilidad normal es posible apreciar que los datos se ajustan a la recta de probabilidad normal, por lo que se asume que se cumple dicho supuesto. En una siguiente instancia, en la gráfica de residuos vs. orden de observación es posible observar que los residuos se comportan de forma aleatoria, por lo que se asume que se cumple el supuesto de independencia de los mismos. Luego, se analiza la gráfica de residuos vs. ajuste, en la cual se observa que los mismos son una nube de puntos aproximadamente uniformemente dispersa respecta del cero, por lo que se asume que se cumple el supuesto de varianza constante.

Cuando el histograma es analizado, en este es posible observar que la mayor frecuencia para los residuos se da para un rango centrado en cero, con ello, se puede asumir que se cumple el supuesto de esperanza nula. Sin embargo, en el mismo se explicita que la distribución de los residuos gráficamente no se asimila a la de una distribución normal. Para validar analíticamente el cumplimiento o no de dicho supuesto, el cual gráficamente se asumió demostrado con la gráfica de probabilidad normal se realizará un test de bondad de ajuste de Shapiro-Wilk en Minitab. Se opta por este test debido a que el tamaño de la muestra es menor a las 50 observaciones. Se realiza el test con un $\alpha=0,1$.

Para dicho test tomando X = residuos las hipótesis serán las siguiente:

H0: $X \sim N(\mu,\sigma^2)$ H1: $X \nsim N(\mu,\sigma^2)$

Condición de rechazo: p-value< α

Minitab arroja los siguientes resultados:

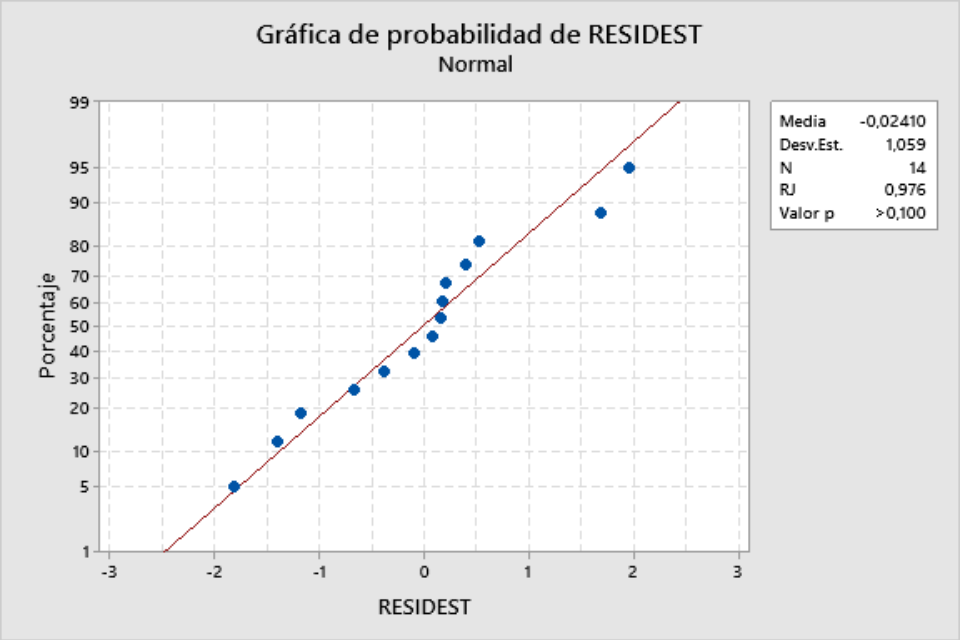


Figura B.7. Gráfica de probabilidad normal para los residuos del modelo.

Con todo lo anterior, se asume que se cumplen el supuesto de normalidad y de esperanza nula. Por lo tanto, se concluye que el modelo es válido.

Resumen del modelo

S	R-cuad	R-cuad (ajustado)	R-cuad (pred)
1133,35	98,61%	98,36%	97,50%

Tabla B-1-19. Resumen del modelo elegido.

Se obtienen los siguientes pronósticos:

Año	Demanda residencial proyectada [GWh]
2020	60238

2021	62005
2022	63895
2023	65907
2024	67919
2025	69895
2026	71823
2027	73712
2028	75568
2029	77393
2030	79188
2031	80956
2032	82698
2033	84411
2034	86091
2035	87735

2036	89342
2037	90917
2038	92455
2039	93958
2040	95425
2041	96860
2042	98265
2043	99637
2044	100977
2045	102283

Tabla B-1-20. Proyecciones de demanda residencial.

B.2. Consumo intermedio

Nuevamente, teniendo en cuenta las variables e hipótesis planteadas en la entrega principal, se realizan las corridas de los modelos en Microsoft Excel y luego se los filtra teniendo en cuenta los criterios de DET y Cp detallados con anterioridad y se obtienen los siguientes:

Modelo	R^2	R^2 aj	S^2	DET	S |d_i|	PRESS	p	C_p	Check Cp	Check DET
X4 X6	0,95	0,95	830701,3	0,93	12635	16983840	3	2,88	OK	OK
X1 X2	0,95	0,94	969549,2	0,19	12458	17654860	3	4,87	OK	OK
X1 X6	0,95	0,94	957195,2	0,30	12644	18133394	3	4,69	OK	OK
X2 X6	0,95	0,94	956336,8	0,74	12746	18241407	3	4,68	OK	OK
X1 X3	0,94	0,94	993495	0,33	12953	18712449	3	5,21	OK	OK
X2 X3	0,94	0,93	1019130	0,77	13152	19339286	3	5,58	OK	OK
X1 X4	0,92	0,91	1390247	0,48	15661	24251614	3	10,89	OK	OK
X5	0,91	0,90	1522592	1,00	14853	26889281	2	12,60	OK	OK
X1	0,90	0,89	1709846	1,00	18589	28743537	2	15,50	OK	OK
X5 X6	0,91	0,90	1599127	0,11	15833	31155771	3	13,88	OK	OK
X3 X5	0,91	0,89	1624474	0,13	16021	31904381	3	14,24	OK	OK
X4 X5	0,92	0,90	1481627	0,74	18006	34006052	3	12,20	OK	OK

X2 X5	0,91	0,90	1581020	0,44	17522	37725542	3	13,62	OK	OK
X6	0,84	0,83	2677609	1,00	20526	50478329	2	30,50	OK	OK
X3	0,81	0,80	3130607	1,00	22506	59203120	2	37,52	OK	OK
X2	0,57	0,53	7225121	1,00	35509	114461040	2	100,98	OK	OK
X4	0,32	0,27	11263287	1,00	47373	196909849	2	163,57	OK	OK

Tabla B-2-1. Selección de modelos de consumo intermedio.

Donde:

X1: PIB real a precios constantes de 2010[Miles de millones de dólares].

X2: PBI real per cápita a precios constantes de 2010 [Dólares/persona].

X3: Población.

X4: Desempleo.

X5: Household spending.

X6: Tiempo.

A continuación se analiza cada modelo hasta encontrar el primer modelo de predicción válido, ordenándose éstos por PRESS creciente.

Consumo intermedio en función del desempleo y el tiempo

Minitab detalla los siguientes resultados para el modelo:

Ecuación de regresión

Intermedio	=	37990 - 1092 Desempleo + 723,7 Tiemp

Tabla B-2-2. Ecuación de regresión para modelo con desempleo y tiempo.

De la ecuación de regresión se deduce que el modelo cumple las hipótesis planteadas para cada variable ya que el coeficiente del desempleo es negativo y el del tiempo positivo, por lo que no se descarta.

Coeficientes

Término	Coef	EE del coef.	IC de 95%	Valor T	Valor p	FIV
Constante	37990	1865	(33928; 42053)	20,37	0,000	
Desempleo	-1092	200	(-1527; -657)	-5,47	0,000	1,07
Tiempo	723,7	56,5	(600,7; 846,8)	12,82	0,000	1,07

Tabla B-2-3. Coeficientes del modelo y prueba individual.

De la tabla de coeficientes es posible observar que con un nivel de confianza del 95%, es posible asumir que tanto las variables desempleo como tiempo son estadísticamente significativas, ya que se obtiene para ambas un p-value<0,05, siendo el nivel de significación del 5%.

Fuente	GL	SC Sec.	Contribución	SC Ajust.	MC Ajust.	Valor F	Valor p
Regresión	2	206392166	95,39%	206392166	103196083	124,23	0,000
Desempleo	1	69937846	32,32%	24840501	24840501	29,90	0,000
Tiempo	1	136454320	63,07%	136454320	136454320	164,26	0,000
Error	12	9968415	4,61%	9968415	830701		
Total	14	216360582	100,00%				

Tabla B-2-4. Tabla ANOVA del modelo.

De la tabla de análisis de varianza es posible observar que para el test de F para la regresión se obtiene un p-value<0,05, siendo el nivel de significación del 5%; por lo que con un nivel de confianza de 95% se asume que el modelo es válida.

Estadístico de Durbin-Watson

Estadístico de Durbin-Watson =	1,49985

Tabla B-2-4. Estadístico de Durbin Watson para el modelo.

El test de Durbin-Watson se realiza para estudiar la existencia de autocorrelación serial y las hipótesis son las siguientes:

H0) No hay AS positiva. HA) Si hay AS.

H0*) No hay AS negativa.

No se rechazará H0 y H0*, cuando el valor del estadístico de Durbin-Watson se halle entre los valores du y 4-dl. Para un nivel de significación del 5% y dos variables explicativas: dl=0,95 y du=1,54, según el valor tabulado de los estadísticos.

Cuando el estadístico de Durbin-Watson se halle entre los valores de du y dl me hallaré en una zona de no decisión, donde no será posible determinar el si existe o no autocorrelación serial. Por ende, como el estadístico se halla entre dichos valores, no existe evidencia suficiente para no rechazar las hipótesis nulas y asumir que el modelo no presenta autocorrelación de los residuos con un nivel de significación del 5%. Por lo anterior, se descarta el modelo.

Consumo intermedio en función del PBI y del PBI per cápita

Minitab detalla los siguientes resultados para el modelo:

Ecuación de regresión

Intermedio	=	6301 + 0,1418 PBI(miles de millones de dólar - 3,139 PBIPC

Tabla B-2-5. Ecuación de regresión con PBIreal y PBI per cápita.

De la ecuación de regresión se deduce que el modelo cumple no cumple con las hipótesis planteadas para cada variable ya que si bien predice que el consumo de energía aumentará a medida que aumente el PBI, el coeficiente asociado al PBI per cápita es negativo, no respetándose la hipótesis inicial. Por lo anterior, se descarta el modelo y no se procede a analizar que este sea estadísticamente válido.

Consumo intermedio en función del PBI y el tiempo

Minitab detalla los siguientes resultados para el modelo:

Ecuación de regresión

Intermedio	=	5787 + 360 Tiempo + 0,0613 PBI(miles de millones de dólar

Tabla B-2-6. Ecuación de regresión con PBIreal y tiempo.

De la ecuación de regresión se deduce que el modelo cumple las hipótesis planteadas para cada variable ya que tanto el coeficiente de tiempo como el de PBI son positivos, lo cual implica que, en términos del modelo, a medida que aumente el PBI aumentará la demanda de energía eléctrica de usuarios medianos y que lo mismo ocurrirá con el tiempo, comportamiento planteado en las hipótesis de cada variable.

Coeficientes

Término	Coef	EE del coef.	Valor T	Valor p	FIV
Constante	5787	4564	1,27	0,229	
Tiempo	360	107	3,35	0,006	3,38
PBI(miles de millones de dolar	0,0613	0,0124	4,94	0,000	3,38

Tabla B-2-7. Coeficientes del modelo y prueba individual para tiempo y PBI real.

De la tabla de coeficientes es posible observar que con un nivel de confianza del 95%, es posible asumir que tanto las variables PBI como tiempo son estadísticamente significativas, ya que se obtiene para ambas un p-value<0,05, siendo el nivel de significación del 5%.

Análisis de Varianza

Fuente	GL	SC Ajust.	MC Ajust.	Valor F	Valor p
Regresión	2	204874239	102437119	107,02	0,000
Tiempo	1	10741654	10741654	11,22	0,006
PBI(milles de millones de dolar	1	23322574	23322574	24,37	0,000
Error	12	11486343	957195		
Total	14	216360582			

Tabla B-2-8. Tabla ANOVA para tiempo y PBI real.

De la tabla de análisis de varianza es posible observar que para el test de F para la regresión se obtiene un p-value<0,05, siendo el nivel de significación del 5%; por lo que con un nivel de confianza de 95% se asume que el modelo es válida.

Estadístico de Durbin-Watson

Estadístico de Durbin-Watson =	2,01026

Tabla B-2-7. Estadístico de Durbin Watson del modelo.

El test de Durbin-Watson se realiza para estudiar la existencia de autocorrelación serial y las hipótesis son las siguientes:

H0) No hay AS positiva. HA) Si hay AS.

H0*) No hay AS negativa.

No se rechazará H0 y H0*, cuando el valor del estadístico de Durbin-Watson se halle entre los valores du y 4-dl. Para un nivel de significación del 5% y dos variables explicativas: dl=0,95 y du=1,54, según el valor tabulado de los estadísticos.

Como el estadístico de Durbin-Watson se halla entre los valores de dl y 4-du, entonces no hay evidencia necesaria para rechazar H0 y H0*, por lo que se asume con un nivel de confianza del 95% que no existe autocorrelación serial, por lo que el modelo no se descarta.

Finalmente, se procede a realizar el análisis del cumplimiento de las hipótesis de los residuos.

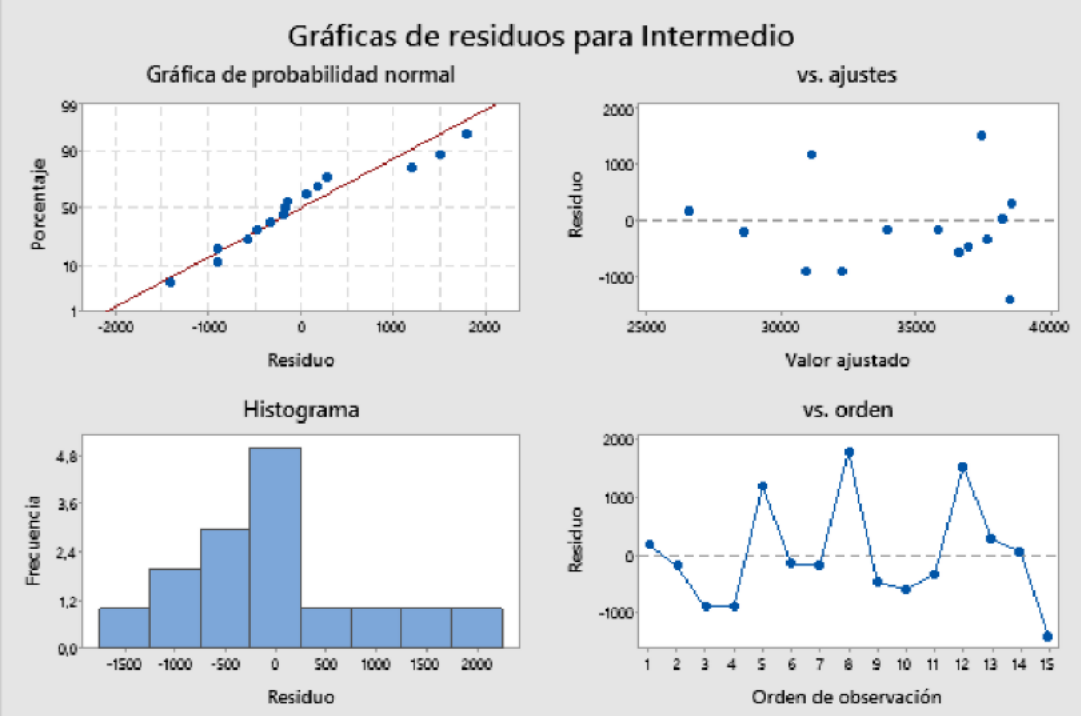


Figura B.2.1 análisis de residuos para el modelo.

En la gráfica de probabilidad normal es posible apreciar que los datos se ajustan a la recta de probabilidad normal, por lo que se asume que se cumple dicho supuesto. En una siguiente instancia, en la gráfica de residuos vs. orden de observación es posible observar que los residuos se comportan de forma aleatoria, por lo que se asume que se cumple el supuesto de independencia de los mismos. Luego, se analiza la gráfica de residuos vs. ajuste, en la cual se observa que los mismos son una nube de puntos aproximadamente uniformemente dispersa respecta del cero, por lo que se asume que se cumple el supuesto de varianza constante.

Cuando el histograma es analizado, en este es posible observar que la mayor frecuencia para los residuos se da para un rango centrado en cero, con ello, se puede asumir que se cumple el supuesto de esperanza nula. Sin embargo, en el mismo se explicita que la distribución de los residuos gráficamente no se asimila a la de una distribución normal. Para validar analíticamente el cumplimiento o no de dicho supuesto, el cual gráficamente se asumió demostrado con la gráfica de probabilidad normal se realizará un test de bondad de ajuste de Shapiro-Wilk en Minitab. Se opta por este test debido a que el tamaño de la muestra es menor a las 50 observaciones. Se realiza el test con un $\alpha=0,1$.

Para dicho test tomando X = residuos las hipótesis serán las siguiente:

H0: $X \sim N(\mu,\sigma^2)$ H1: $X \nsim N(\mu,\sigma^2)$

Condición de rechazo: p-value< α

Minitab arroja los siguientes resultados:

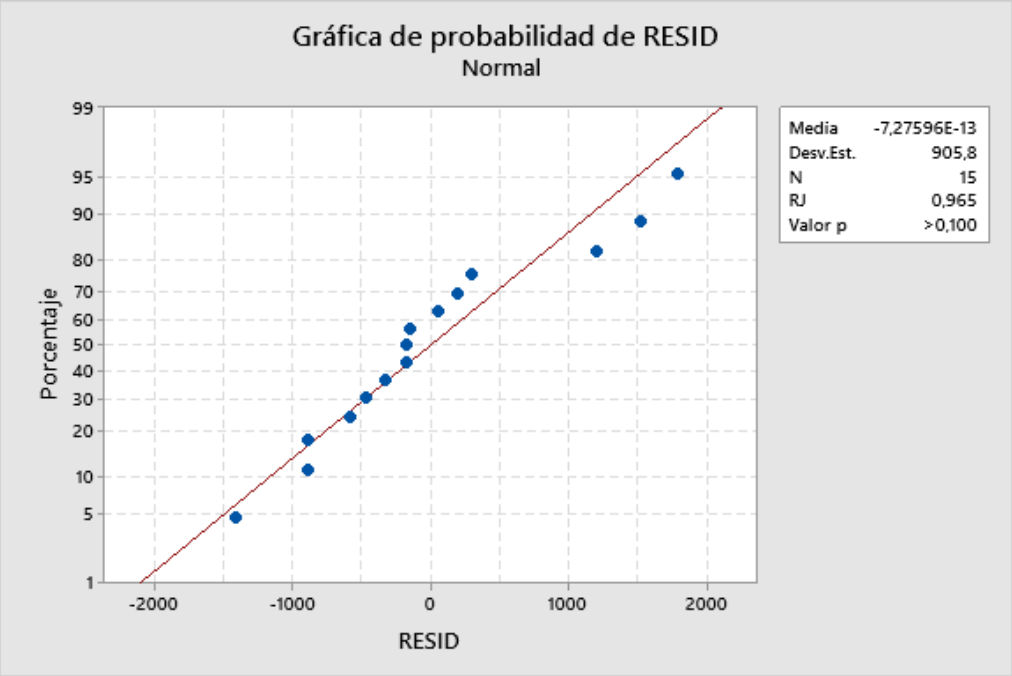


Figura B.2.2 Gráfica de probabilidad normal para los residuos del modelo.

Como se obtiene un p-value mayor a 0,1, no existe evidencia suficiente para rechazar H0 y asumir que los residuos no ajustan a una distribución normal, con un valor de significación del 10%.

Habiendo dicho lo anterior se concluye que el modelo es estadísticamente válido.

Sin embargo, dado que el modelo contempla la variable tiempo, la cual explica aquello que no es posible predecir con una variable macroeconómica, se evaluará si, cualitativamente, es conveniente incluirla en el modelo de predicción o elegir un modelo que contenga solo al PIB como variable de predicción. Para ello, como primer análisis se corren regresiones con la variable tiempo y PIB únicamente y se obtienen los siguientes resultados:

	Modelo de PIB	Modelo de tiempo

R^2 ajustado	0,89	0,83
PRESS	28743537	50478329

Tabla B-2-10. Comparación de modelos con variables por separado.

De los datos anteriores, a priori se concluye que la variable PBI es aquella que aporta mayor valor al análisis, ya que es tanto la que tiene mayor capacidad de ajuste dentro de la muestra, según reporta el R^2 ajustado, y es aquella que aporta mayor capacidad predictiva al modelo, dado que es la que presenta el menor PRESS.

Para realizar un análisis en mayor profundidad, se realizarán regresiones que sólo contemplen el PBI y el tiempo y una que contemple a ambas variables, pero esta vez se dividirán en dos poblaciones: una población de entrenamiento y una población de testeo correspondiente a los últimos cinco años. Con lo anterior, se pretende evaluar si entre ambos modelos hay una diferencia significativa en la capacidad de predicción para un período reciente.

Se corren ambas regresiones sobre la población de testeo y se obtienen los siguientes resultados:

Intermedio	=	25830 + 1335,2 Tiempo

Tabla B-2-11. Ecuación de regresión para modelo de tiempo para usuarios intermedios.

Intermedio	=	-1801 + 0,0845 PBI real

Tabla B-2-12. Ecuación de regresión para modelo de PBI real para usuarios intermedios.

Intermedio	=	19559 + 0,0188 PBI real + 1064 Tiempo

Tabla B-2-13. Ecuación de regresión para modelo de tiempo y PBI real para usuarios intermedios.

Evaluandolas en la población de testeo se obtienen los siguientes resultados de valores reales y predichos:

Valor real	Modelo de PBI	Modelo de Tiempo	Modelo PBI y tiempo
35995	35692	39182	38580
37351	36716	40517	39872
38985	35914	41852	40758
38843	36921	43187	42046
38262	35960	44522	42896

Tabla B-2-14. Resumen de procedimiento de testeo de predicción para los modelos.

De los valores anteriores se concluye que la variable explicativa individual de mayor error es el tiempo, por lo que se valida la conclusión anterior que el PIB explica una mayor cantidad de la variación que el tiempo. Por otro lado, se puede observar que el modelo de PBI por sí solo tiende a subestimar la demanda, mientras que el modelo de PBI y tiempo sobreestima la demanda.

De comparar los modelos de PBI y de tiempo y PBI se concluye que para los primeros dos años de la población de testeo el modelo de PBI predice mayor que el modelo de PBI y tiempo al igual que para el último año, mientras que para los años 3 y 4 el modelo de PBI y tiempo predice con un menor error. Sin embargo, en los años que el modelo que incluye al tiempo tiene una mejor capacidad de predicción, el valor absoluto de la diferencia de ambos errores es despreciable para dicho período. Teniendo en cuenta lo anterior se concluye que se opta por elegir un modelo de predicción que tenga únicamente al PBI en cuenta, ya que este contempla únicamente variables macroeconómicas que permiten entender frente a variaciones de la demanda cual es la causa que se adjudica; mientras que si se contempla el tiempo no es posible detectar las causas directas que generan algún tipo de reacción en la demanda.

Para validar que el modelo de PBI sea estadísticamente válido, se lo somete a análisis. Esta vez se corre una regresión en Minitab de consumos intermedios en función del PBI y se obtienen los siguientes resultados:

Ecuación de regresión

Intermedio	=	-5962+0,09578 PBI real

Tabla B-2-15. Ecuaion de regresión para modelo de tiempo para usuarios intermedios.

De la ecuación de regresión se deduce que el modelo cumple la hipótesis planteada para el PBI lo cual implica que, en términos del modelo, a medida que aumente el PBI aumentará la demanda de energía eléctrica de usuarios medianos.

Resumen del modelo

S	R-cuad
1357,05	89,48%

Tabla B-2-16. Resumen del modelo con PBI para usuarios intermedios.

Se observa que se obtienen valores de R cuadrado y R cuadrado ajustado aceptables.

Coeficientes

Término	Coef	EE del coef.	Valor T	Valor p	FIV
Constante	-5962	4015	-1,48	0,163	
PBI real	0,09578	0,00948	10,10	0,000	1

Tabla B-2-17. Ecuaion de regresión para modelo de tiempo para grandes usuarios.

De la tabla de coeficientes es posible observar que con un nivel de confianza del 95%, es posible asumir que la variable PBI es estadísticamente significativas, ya que se obtiene un p-value<0,05, siendo el nivel de significación del 5%.

Análisis de Varianza

Fuente	GL	SC Ajust.	MC Ajust.	Valor F	Valor p
Regresión	1	1879117014	1879117014	102,4	0,000
PBI real	1	1879117014	1879117014	102,4	0,000
Error	12	22099173	1851598		
Total	13	210016186			

Tabla B-2-18. Tabla ANOVA para modelo PBI real de usuarios intermedios.

De la tabla de análisis de varianza es posible observar que para el test de F para la regresión se obtiene un p-value<0,05, siendo el nivel de significación del 5%; por lo que con un nivel de confianza de 95% se asume que el modelo es válido.

Estadístico de Durbin-Watson

Estadístico de Durbin-Watson =	2,01026

Tabla B-2-19.Estadistico de Durbin Watson del modelo.

Se realiza una prueba para estudiar la existencia de autocorrelación serial y las hipótesis son las siguientes:

H0) No hay AS positiva. HA) Si hay AS.

H0*) No hay AS negativa.

No se rechazará H0 y H0*, cuando el valor del estadístico de Durbin-Watson se halle entre los valores du y 4-dl. Para un nivel de significación del 5% y dos variables explicativas: dl=0,95 y du=1,54, según el valor tabulado de los estadísticos.

Como el estadístico de Durbin-Watson se halla entre los valores de dl y 4-du, entonces no hay evidencia necesaria para rechazar H0 y H0*, por lo que se asume con un nivel de confianza del 95% que no existe autocorrelación serial, por lo que el modelo no se descarta.

Finalmente, se procede a realizar el análisis del cumplimiento de las hipótesis de los residuos.

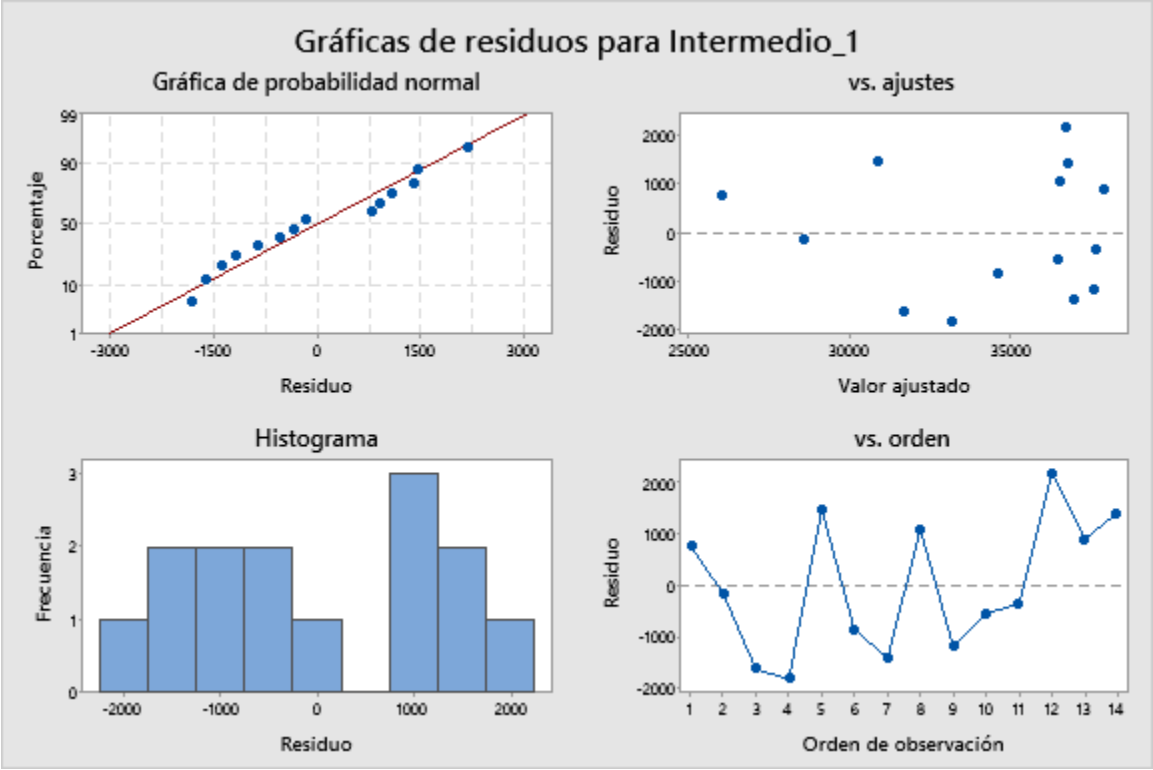


Figura B.2.3 Análisis de residuos para modelo PBI real para usuarios intermedios.

En la gráfica de probabilidad normal es posible apreciar que los datos se ajustan a la recta de probabilidad normal, por lo que se asume que se cumple dicho supuesto. En una siguiente instancia, en la gráfica de residuos vs. orden de observación es posible observar que los residuos se comportan de forma aleatoria, por lo que se asume que se cumple el supuesto de independencia de estos. Luego, se analiza la gráfica de residuos vs. ajuste, en la cual se observa que los mismos son una nube de puntos aproximadamente uniformemente dispersa respecta del cero, por lo que se asume que se cumple el supuesto de varianza constante.

Cuando el histograma es analizado, en este es posible observar que la mayor frecuencia para los residuos se da para un rango que no se haya centrado en cero, por ello, se realiza un test de normalidad en el cual se calcula la media de la distribución. Minitab arroja los siguientes resultados:

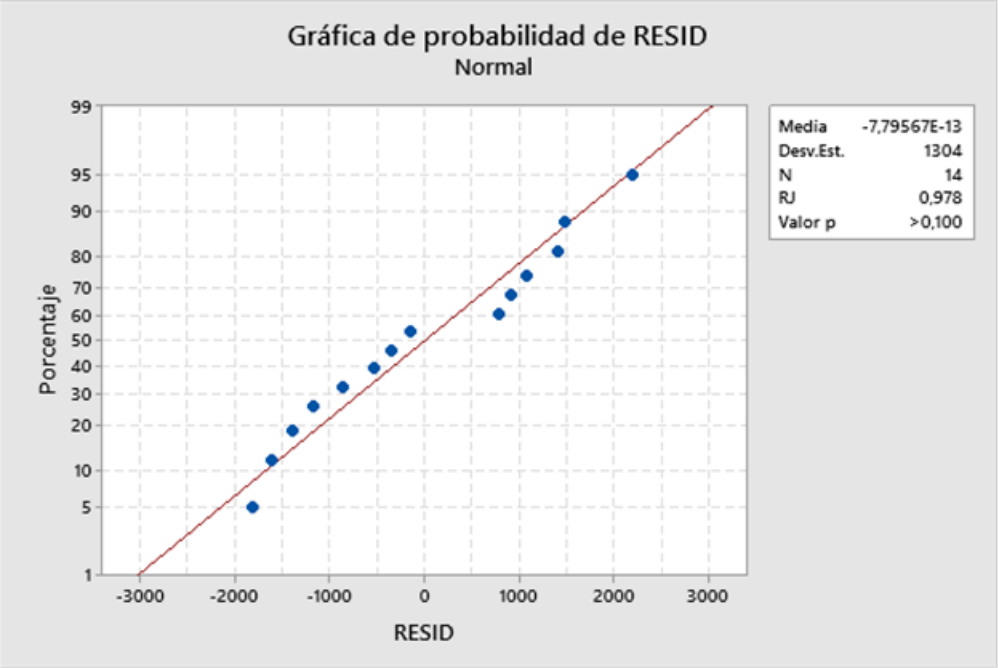


Figura B.2.4 Gráfica de probabilidad normal par residuos del modelo PBI real para usuarios intermedios.

La prueba arroja una media de -7,79E-13, por lo que se asume que se cumple el supuesto de esperanza nula. Habiendo dicho lo anterior, se adopta el modelo como válido y este será utilizado para predecir el consumo intermedio de energía eléctrica.

Se obtienen los siguientes pronósticos:

Año	Proyección Demanda Medianos [GWh]
2020	33398
2021	33960
2022	34871
2023	36137

2024	37484
2025	38824
2026	40128
2027	41417
2028	42707
2029	44010
2030	45331
2031	46674
2032	48038
2033	49420
2034	50815
2035	52221
2036	53632

2037	55054
2038	56484
2039	57923
2040	59373
2041	60835
2042	62315
2043	63815
2044	65343
2045	66905

Tabla B-2-20.Proyecciones de demanda para usuarios intermedios.

B.3. Grandes consumos

De manera análoga a los modelos anteriores, se realizan la evaluación de los modelos en Microsoft Excel y luego se los filtra teniendo en cuenta los criterios de DET y Cp detallados con anterioridad y se obtienen los siguientes:

Modelo	R^2	R^2 aj	S^2	DET	S |d_i|	PRESS	p	C_p	Check CP	Check DET
X2 X6	0,50	0,30	2285772	0,30	19765	39225390	3	13,47	OK	OK
X2	0,47	0,32	2233238	1,00	20059	39451982	2	12,78	OK	OK
X2 X3	0,50	0,30	2284603	0,19	20079	40488715	3	13,45	OK	OK
X1	0,41	0,25	2464763	1,00	18948	41231286	2	15,24	OK	OK
X2 X4	0,49	0,28	2322792	0,33	20431	41468732	3	13,83	OK	OK
X4	0,41	0,25	2456714	1,00	18918	41476610	2	15,16	OK	OK
X4 X6	0,48	0,27	2381945	0,85	20531	41580000	3	14,41	OK	OK
X1 X2	0,48	0,28	2347440	0,30	20605	41642099	3	14,07	OK	OK
X3 X4	0,48	0,27	2355749	0,77	20470	41908477	3	14,15	OK	OK
X1 X6	0,47	0,25	2431169	0,82	20675	42021723	3	14,90	OK	OK
X1 X3	0,47	0,26	2403744	0,74	20621	42328900	3	14,63	OK	OK
X2 X5 X6	0,50	0,22	2482476	0,25	21852	47129311	4	15,37	OK	OK

X2 X5	0,47	0,26	2417723	0,98	22418	47763300	3	14,76	OK	OK
X2 X3 X5	0,50	0,22	2488946	0,18	22349	48581205	4	15,42	OK	OK
X3	0,29	0,10	2982745	1,00	23564	49604859	2	20,76	OK	OK
X2 X4 X5	0,49	0,21	2531575	0,30	22731	49870832	4	15,81	OK	OK
X1 X2 X5	0,48	0,20	2559514	0,27	22954	50220684	4	16,06	OK	OK
X4 X5 X6	0,48	0,19	2597359	0,74	22958	50269691	4	16,40	OK	OK
X3 X4 X5	0,48	0,19	2565859	0,70	22734	50274021	4	16,12	OK	OK
X1 X3 X5	0,47	0,18	2618789	0,67	22923	50904335	4	16,59	OK	OK
X1 X5 X6	0,47	0,17	2651143	0,71	23133	50929132	4	16,89	OK	OK
X6	0,23	0,02	3229673	1,00	23895	53553914	2	23,39	OK	OK
X5	0,01	-0,27	4173540	1,00	27495	73921601	2	33,44	OK	OK

Tabla B-3-1. Comparación de modelos para grandes usuarios.

Donde:

X1: Tiempo.

X2: PBI real a precios constantes de 2010.

X3: PBI real per cápita a precios constantes de 2010.

X4: Población.

X5: Valor agregado industrial.

X6: Industrialización.

Antes de proceder con el análisis nótese que para ningún modelo se obtiene un R^2 ajustado aceptable, por lo que se descartan todos y no se realiza un mayor análisis de validación.

Habiéndose descartado todos los modelos anteriores se propone estudiar la proyección mediante series de tiempo de Winter. Se opta por este modelo, ya que los datos presentan tanto estacionalidad como tendencia. Se estudiará el modelo con datos mensuales de demanda comprendidos entre 2009 y 2019, en base a los cuales se realizarán pronósticos mensuales, pero luego estos se agrupan y se exponen los resultados totales anuales.

Para este método se estudian distintas combinaciones de las constantes de suavización y se utiliza como criterio de selección de modelo a aquella combinación que minimice el error promedio porcentual de pronóstico. Cada una de las constantes de suavización se definen como:

- $Lt = \alpha\ (Yt\ /\ St–p\ ) + (1 – \alpha)\ [Lt–1 + Tt–1\ ]$
- $Tt = \gamma\ [Lt – Lt–1\ ] + (1 – \gamma)\ Tt–1$
- $St = \delta\ (Yt\ /\ Lt\ ) + (1 – \delta)\ St–p$
- $\hat{Y}_t = (Lt–1 + Tt–1\ )\ St–p$

Donde las variables son:

Lt el nivel en el tiempo t, α es la ponderación para el nivel

Tt la tendencia en el tiempo t,

γ la ponderación para la tendencia

St el componente estacional en el tiempo t

δ la ponderación para el componente estacional

p período estacional

Yt el valor de los datos en el tiempo t

el valor ajustado, o el pronóstico de un período adelante, en el tiempo t

Las tres ecuaciones indican la evolución del nivel, la tendencia y la estacionalidad respectivamente. Y los parámetros α, β y ϒ son coeficientes que indican la importancia que se le da a cada característica del modelo. Estos son valores que pueden variar entre 0 y 1.

La elección de estos se basa principalmente y minimizar el error de pronóstico. Para el caso estudiado se le dio una importancia especial a la estacionalidad y al nivel, pues se busca que los valores más recientes sean los que tienen mayor peso (Forecasting: Principles and Practice)

Para este caso en particular se estudian distintas combinaciones de las constantes de suavización y se utiliza como criterio de selección de modelo a aquella combinación que minimice el error promedio porcentual de pronóstico.

El primer modelo estudiado tiene las siguientes características:

Método

Tipo de modelo	Método multiplicativo
Datos	Demanda GU
Longitud	132

Tabla B-3-2.Resumen modelo Holt Winters 1 para grandes usuarios.

Constantes de suavización

α (nivel)	1,0
γ (tendencia)	0,0
δ (estacional)	0,7

Tabla B-3-3. Constantes de suavización del modelo Holt Winters 1 para grandes usuarios.

Que los valores anteriores sean los que minimicen el error se condice con lo esperado, debido a la marcada estacionalidad mensual y a la pequeña tendencia creciente. A su vez el valor de nivel que minimiza el MAPE es 1, lo que indica que el modelo se verá apalancado por los valores históricos más recientes.

Las medidas de exactitud que se obtienen son las siguientes:

Medidas de exactitud

MAPE	1,82
MAD	55,05
MSD	4690,45

Tabla B-3-4.Medidas de exactitud para el modelo Holt Winters 1 para grandes usuarios.

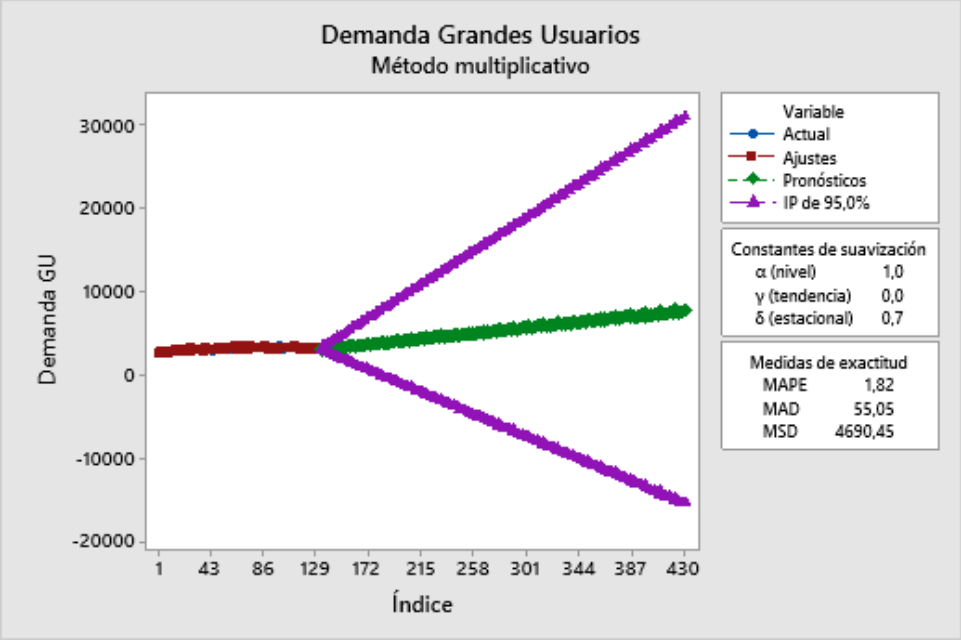


Figura B.3.1 Proyecciones de demanda con modelo Holt Winters 1 para grandes usuarios.

Se obtiene un error promedio porcentual del 1,82%, por lo que se considera aceptable el modelo.

Luego, para validar que el modelo sea estadísticamente válido se procede a realizar el análisis de los residuos para asegurar que se cumplan los supuestos. Se realiza un análisis gráfico en función de las siguientes figuras:

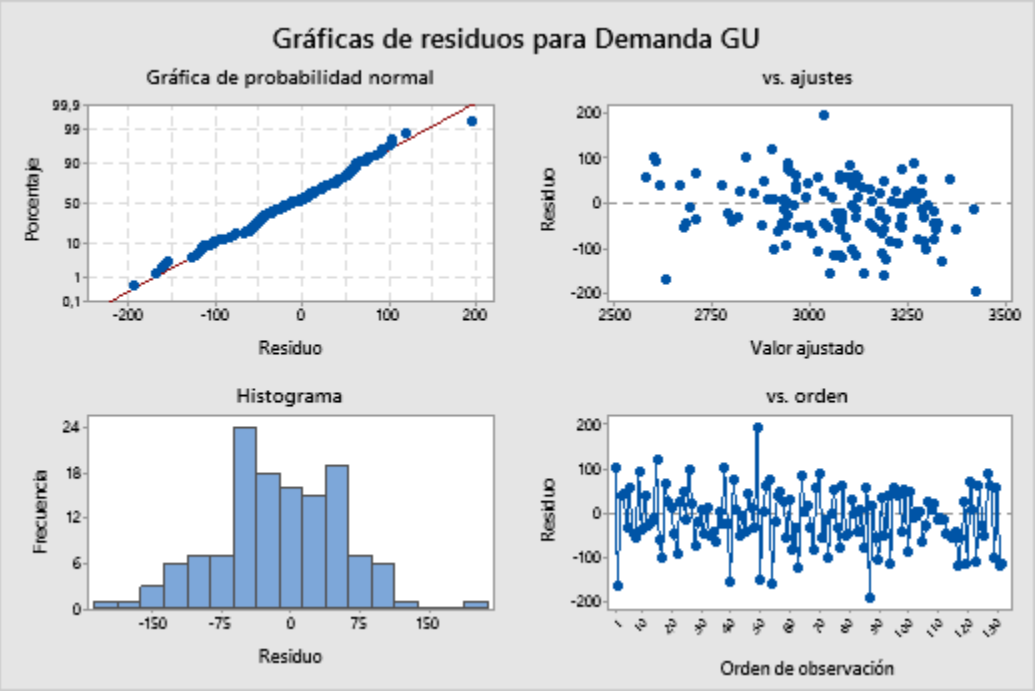


Figura B.3.2 Análisis de residuos para modelo Holt Winters 1 para grandes usuarios.

En la gráfica de probabilidad normal es posible apreciar que los datos se ajustan a la recta de probabilidad normal, por lo que se asume que se cumple dicho supuesto. En una siguiente instancia, en la gráfica de residuos vs. orden de observación es posible observar que los residuos se comportan de forma aleatoria, por lo que se asume que se cumple el supuesto de independencia de los mismos. Luego, se analiza la gráfica de residuos vs. ajuste, en la cual se observa que los mismos son una nube de puntos aproximadamente uniformemente dispersa respecta del cero, por lo que se asume que se cumple el supuesto de varianza constante. Finalmente, el histograma muestra estar fuertemente centrado en cero, por lo que se asume que se cumple el supuesto esperanza nula.

Sin embargo, aunque el modelo sea estadísticamente válido, en la gráfica de valores pronosticados es posible observar que las proyecciones de demanda presentan una pendiente significativa al compararlas con la demanda histórica (téngase en cuenta la escala). Por lo anterior y debido a que, si bien el modelo logra un buen ajuste y el error medio porcentual (MAPE), el cuál será el indicador de selección es aproximadamente despreciable, el modelo se rechaza debido a que las proyecciones no siguen el comportamiento esperado según el estudio analítico.

A continuación, utilizando el método multiplicativo de Winters se realiza otro modelo con otra combinación de parámetros. El mismo se detalla a continuación.

Las medidas de exactitud que se obtienen son las siguientes:

Medidas de exactitud

MAPE	2,23
MAD	68,17
MSD	7339,395

Tabla B-3-4. Medidas de exactitud para modelo 2 Holt Winters para grandes usuarios

Método

Tipo de modelo	Método multiplicativo
Datos	Demanda GU
Longitud	132

Tabla B-3-5. Resumen del modelo 2 Holt Winters para grandes usuarios.

Constantes de suavización

α (nivel)	0,3
γ (tendencia)	0,1
δ (estacional)	0,7

Tabla B-3-6. Constantes de suavización para modelo 2 Holt Winters para grandes usaurios.

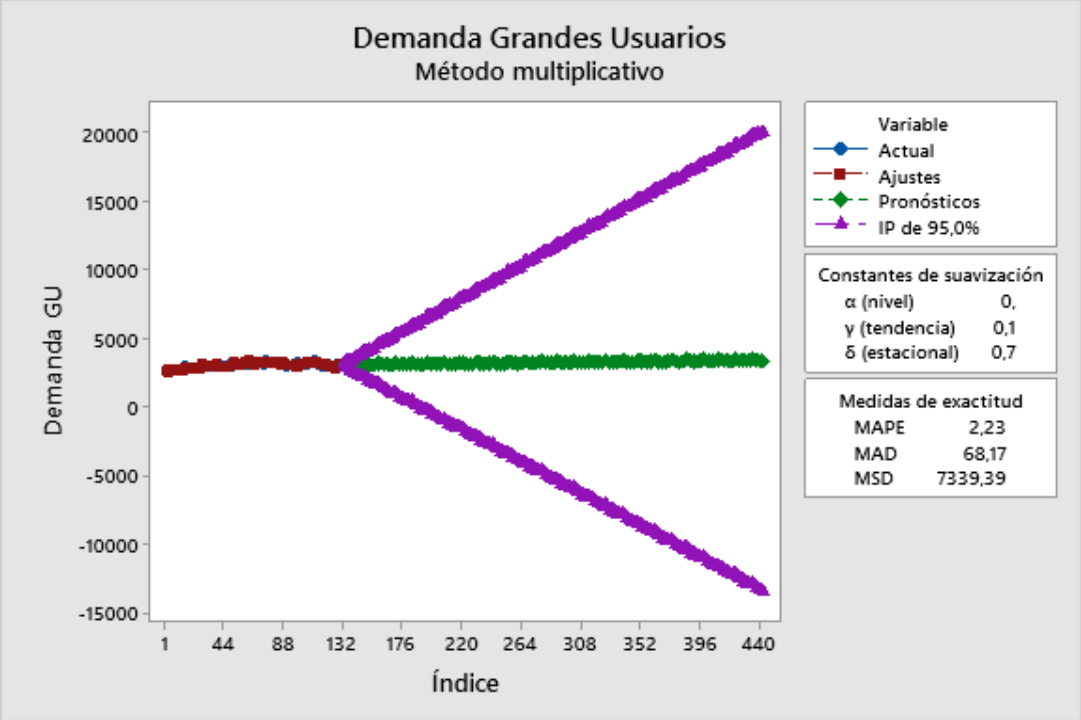


Figura B.3.3 Proyecciones de demanda de grandes usuarios con modelo Holt Winters 2.

Se obtiene un error promedio porcentual del 2,23%, por lo que se considera aceptable el modelo.

Luego, para validar que el modelo sea estadísticamente válido se procede a realizar el análisis de los residuos para asegurar que se cumplan los supuestos. Se realiza un análisis gráfico en función de las siguientes figuras:

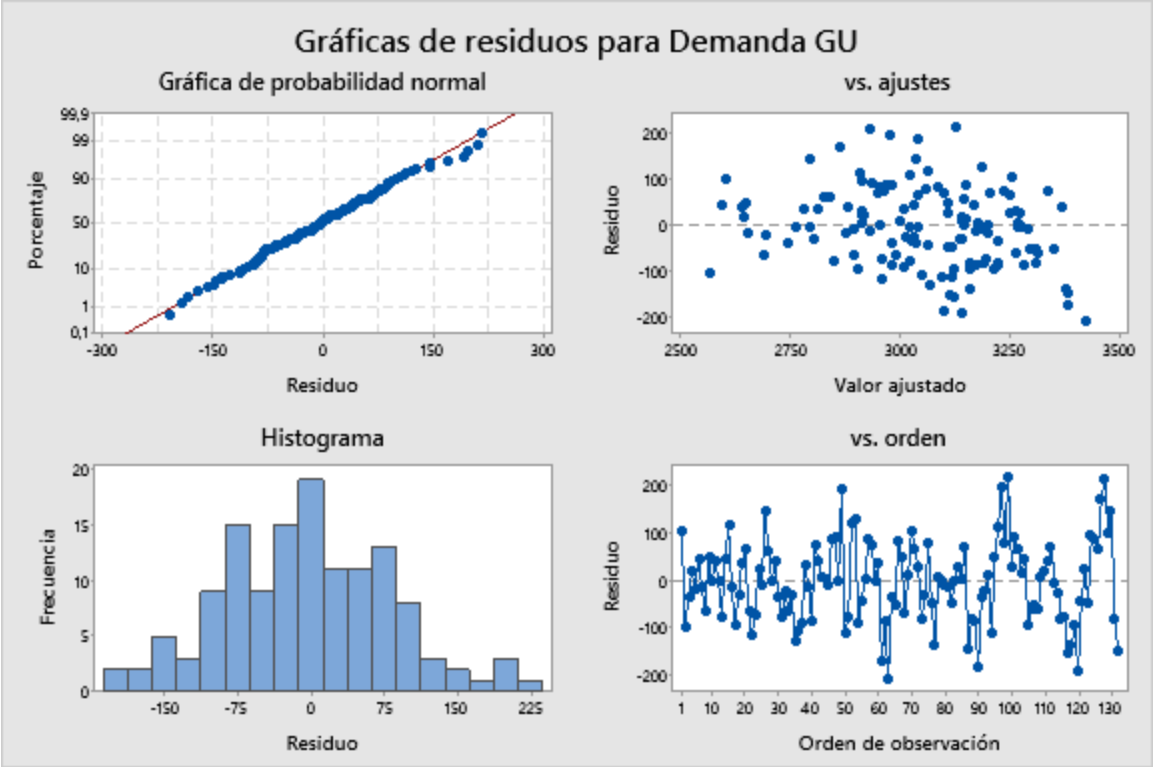


Figura B.3.4 Análisis de residuos para el modelo de demanda de grandes usuarios con modelo Holt Winters 2.

En la gráfica de probabilidad normal es posible apreciar que los datos se ajustan a la recta de probabilidad normal, por lo que se asume que se cumple dicho supuesto. En una siguiente instancia, en la gráfica de residuos vs. orden de observación es posible observar que los residuos se comportan de forma aleatoria, por lo que se asume que se cumple el supuesto de independencia de los mismos. Luego, se analiza la gráfica de residuos vs. ajuste, en la cual se observa que los mismos son una nube de puntos aproximadamente uniformemente dispersa respecta del cero, por lo que se asume que se cumple el supuesto de varianza constante. Finalmente, el histograma muestra estar fuertemente centrado en cero, por lo que se asume que se cumple el supuesto esperanza nula. Entonces, se considera que este modelo de serie de tiempo es, también estadísticamente válido.

Si bien, el modelo anterior obtiene un error porcentual menor (1,82% vs. 2,23%) se considera que el comportamiento de la segunda serie de tiempo se asemeja mejor a la realidad en cuanto a sus pronósticos, ya que no crecen abruptamente como en el primero. A su vez, el modelo presenta un MAPE de tan solo el 2,23%, por lo que se acepta.

Por los anteriores motivos, se selecciona este modelo como predictor, sacrificando un pequeño error porcentual, Se obtienen las siguientes proyecciones de demanda de grandes usuarios:

Año	Demanda GU
2020	37089
2021	37515
2022	37940
2023	38366
2024	38792
2025	39218
2026	39644
2027	40070
2028	40495
2029	40921
2030	41347
2031	41773

2032	42199
2033	42625
2034	43050
2035	43476
2036	43902
2037	44328
2038	44754
2039	45180
2040	45605
2041	46031
2042	46457
2043	46883
2044	47309

2045	47735

Tabla B-3-7.Proyecciones de demanda para grandes usuarios con modelo 2 de Holt Winters.

ANEXO C: Análisis de precio y cantidad

C.1. Licitaciones históricas energías renovables

A continuación, se presentan las potencias máximas por tecnología en las rondas RenovAr (1, 1.5, 2 y 3). Estas fueron tenidas en cuenta como limitaciones de referencia para posibles futuras licitaciones en el modelo de mercado.

Renovar 1					
Potencias [MW]	Eólica	Solar Fotovoltaica	Biomasa	Biogás	PAH
Potencia Mínima	1	1	1	1	0,5
Potencia Máxima	100	100	65	15	20

Tabla C-1-1. Potencias máximas por proyecto para ronda RenovAr 1.

Renovar 1.5					
Potencias [MW]	Eólica	Solar Fotovoltaica	Biomasa	Biogás	PAH
Potencia Mínima	1	1	NO HUBO	NO HUBO	NO HUBO

Potencia Máxima	100	100	NO HUBO	NO HUBO	NO HUBO

Tabla C-1-2. Potencias máximas por proyecto para ronda RenovAr 1.5.

Renovar 2						
Potencias [MW]	Eólica	Solar Fotovoltaica	Biomasa	Biogás	Biogás RS	PAH
Potencia Mínima	1	1	0,5	0,5	0,5	0,5
Potencia Máxima	100	100	50	10	10	50

Tabla C-1-3. Potencias máximas por proyecto para ronda RenovAr 2.

Renovar 3					
Potencias [MW]	Eólica	Solar Fotovoltaica	Biomasa	Biogás y Biogás de Relleno Sanitario	PAH
Potencia Mínima	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Potencia Máxima	10	10	10	10	10

Tabla C-1-1. Potencias máximas y mínimas por proyecto para ronda RenovAr 3.

C.2. Cálculo de la materia prima necesaria

Se presentan supuestos esenciales del modelo simplificado de generación de biogás para calcular necesidades básicas de materia prima y potencial de energía de esta. En primer

lugar se toma un potencial de biogás promedio de 200 Nm^3 por tonelada de residuo urbano considerando que la región de AMBA es un área urbanizada y con elevada concentración de población.. Luego se consideró un factor de planta de 85% como estándar en la tecnología (Escenarios Energéticos, 2040) y una generación de basura per cápita de 1,2 kg por día (CEAMSE), la cual se supone que no presentará variaciones significativas durante la duración del proyecto. Por último, se supuso un porcentaje de captura de biogás de 60% (Abbasi, T., Tauseef, S. M., & Abbasi). Luego haciendo unos cálculos sencillos mediante las siguientes fórmulas se obtienen los siguientes resultados del modelo sencillo.

Factor de planta	85%
Energía por año [MWh]	74460
Caudal necesario de biometano por año [Nm3/hora]	8547,008547
Rendimiento generación térmica	30%
Rendimiento colección	60%
Toneladas residuo necesaria por año para el relleno	374358
Requerimiento mensual	31197

Tabla C-2-1. Resultados modelo simple generación de biogás para estimar limitaciones de materia prima.

Tomando en cuenta la capacidad de procesamiento de residuos actual del CEAMSE y cuando se espera que esta se vea disminuida por cierre de pozos mencionado en el capítulo de Precio y Cantidad, se procedió a calcular en base a proyecciones de población y generación de basura cuando. Dichas proyecciones se presentan a continuación. Las proyecciones de población fueron las mismas utilizadas para los modelos de proyección de demanda provistas por la OCDE. Se considera que la producción de basura se mantiene constantemente a lo largo de un año.

Proyecciones basura según población	Población	Crecimiento	Basura [ton/dia]	[ton/mes]	Cantidad sobrante. [toneladas/mes]

2020	14500000	0,00%	17400	530700	
2021	14621129	0,84%	17545	535133	
2022	14739833	0,81%	17688	539478	
2023	14856193	0,79%	17827	543737	484937
2024	14970288	0,77%	17964	547913	489113
2025	15082199	0,75%	18099	552008	493208
2026	15192030	0,73%	18230	556028	497228
2027	15299728	0,71%	18360	559970	501170
2028	15405136	0,69%	18486	563828	505028
2029	15508098	0,67%	18610	567596	508796
2030	15608459	0,65%	18730	571270	512470
2031	15706321	0,63%	18848	574851	516051
2032	15801789	0,61%	18962	578345	519545
2033	15894707	0,59%	19074	581746	522946
2034	15984920	0,57%	19182	585048	526248
2035	16072274	0,55%	19287	588245	529445

2036	16156827	0,53%	19388	591340	532540
2037	16238682	0,51%	19486	594336	535536
2038	16317751	0,49%	19581	597230	538430
2039	16393946	0,47%	19673	600018	541218
2040	16467179	0,45%	19761	602699	543899
2041	16537650	0,43%	19845	605278	546478
2042	16605416	0,41%	19926	607758	548958
2043	16670180	0,39%	20004	610129	551329
2044	16731640	0,37%	20078	612378	553578
2045	16789499	0,35%	20147	614496	555696

Tabla C-2-2. Proyecciones de generación de basura en AMBA y residuos disponibles después de que CEAMSE procese una porción.

Todas las restricciones previamente analizadas fueron tenidas en cuenta al momento de elegir la potencia a licitar.

C.3. Proyecciones de precio

En este anexo se muestran los factores de incentivo y factores de ajuste anual de precio de licitaciones RenovAr históricas.

Año	RONDA 1	RONDA 1.5	RONDA 2
2017	1,2000	1,2000	

2018	1,1500	1,1500	1,2000
2019	1,1500	1,1500	1,1500
2020	1,1500	1,1500	1,1500
2021	1,1500	1,1500	1,1500
2022	1,1000	1,1000	1,1500
2023	1,1000	1,1000	1,1000
2024	1,1000	1,1000	1,1000
2025	1,0500	1,0500	1,1000
2026	1,0500	1,0500	1,0500
2027	1,0500	1,0500	1,0500
2028	1,0000	1,0000	1,0500
2029	1,0000	1,0000	1,0000
2030	1,0000	1,0000	1,0000
2031	1,0000	1,0000	1,0000
2032	1,0000	1,0000	1,0000
2033	0,9000	0,9000	1,0000
2034	0,9000	0,9000	0,9000
2035	0,9000	0,9000	0,9000
2036	0,8000	0,8000	0,9000
2037	0,8000	0,8000	0,8000
2038	0,8000	0,8000	0,8000
2039	0,8000	0,8000	0,8000
2040	0,8000	0,8000	0,8000
2041	0,8000	0,8000	0,8000
2042	0,8000	0,8000	0,8000
2043	0,8000	0,8000	0,8000

2044	0,8000	0,8000	0,8000
2045	0,8000	0,8000	0,8000

Tabla C-3-1. Factores de incentivo históricos para cada ronda RenovAr (1, 1.5 y 2).

Factores de ajuste anual			
Año	RONDA 1	RONDA 1.5	RONDA 2
1	1,0171	1,0171	1,0171
2	1,0344	1,0344	1,0344
3	1,0521	1,0521	1,0521
4	1,0701	1,0701	1,0701
5	1,0883	1,0883	1,0883
6	1,1069	1,1069	1,1069
7	1,1258	1,1258	1,1258
8	1,1450	1,1450	1,1450
9	1,1646	1,1646	1,1646
10	1,1845	1,1845	1,1845
11	1,2047	1,2047	1,2047
12	1,2253	1,2253	1,2253
13	1,2462	1,2462	1,2462
14	1,2675	1,2675	1,2675
15	1,2891	1,2891	1,2891
16	1,3111	1,3111	1,3111
17	1,3335	1,3335	1,3335
18	1,3563	1,3563	1,3563
19	1,3794	1,3794	1,3794
20	1,4030	1,4030	1,4030

Tabla C-3-2. Factores de ajuste anual para cada ronda RenovAr (1, 1.5 y 2).

En base a lo anterior se calcula el precio para cada escenario y se obtienen los siguientes resultados:

	Escenario tipo RenovAr 1/2			
Año de producción	Precio ajustado anual [U$D/MWh]	Precio ajustado por incentivo	Precio Final Anual [U$D/MWh]	Año
1	130,19	156,23	156,23	2027
2	132,40	152,26	152,26	2028
3	134,67	154,87	154,87	2029
4	136,97	157,52	157,52	2030
5	139,30	160,20	160,20	2031
6	141,68	155,85	155,85	2032
7	144,10	158,51	158,51	2033
8	146,56	161,22	161,22	2034
9	149,07	156,52	156,52	2035
10	151,62	159,20	159,20	2036
11	154,20	161,91	161,91	2037
12	156,84	156,84	156,84	2038
13	159,51	159,51	159,51	2039
14	162,24	162,24	162,24	2040
15	165,00	165,00	165,00	2041
16	167,82	167,82	167,82	2042
17	170,69	153,62	153,62	2043
18	173,61	156,25	156,25	2044
19	176,56	158,91	158,91	2045
20	179,58	143,67	143,67	2046

Tabla C-3-3. Proyecciones de precio para cada escenario licitatorio planteado.

En escenarios del tipo RenovAr 3 el precio se mantiene constante y equivale a 128 US$/MWh durante veinte años.

ANEXO D: Análisis del modelo de proyección de RSUs

Se analiza el modelo de regresión. Se obtienen los siguientes datos del modelo:

Coeficientes

Término	Coef	EE del coef.	Valor T	Valor p	FIV
Constante	-206097	1486419	-0,14	0,892	
Población	0,1024	0,0390	2,62	0,022	1,01
PBI per Cápita	205,1	32,0	6,41	0,000	1,01

Tabla D1. Coeficientes del modelo.

Cómo es posible observar en la tabla, los coeficientes que acompañan a las variables explicativas no contradicen a la hipótesis inicial, por lo que, según este criterio, no se descarta el modelo.

Se realiza el análisis de la tabla ANOVA. Se obtienen los siguientes resultados:

Análisis de la varianza

Fuente	GL	SC Ajust.	MC Ajust.	Valor F	Valor p
Regresión	2	3,45691E+12	1,72845E+12	25,50	0,000
Población	1	4,65939E+11	4,65939E+11	6,87	0,022
PBI per Cápita	1	2,78439E+12	2,78439E+12	41,08	0,000
Error	12	8,13300E+11	67774960162		
Total	14	4,27021E+12			

Tabla D2. ANOVA.

El valor p tanto para el modelo como para los coeficientes es menor al nivel de significación del 5%, por lo que se asume que el modelo no es incompleto y que los coeficientes son significativos. Entonces, no se descarta el modelo.

Resumen del modelo

S	R-cuad.	R-cuad. (ajustado)	R-cuad. (pred)
260336	80,95%	77,78%	70,28%

Tabla D3. Resumen del modelo.

Los valores de R cuadrado ajustado son aceptables. Por último, se analiza que se cumplan las hipótesis de normalidad, homocedasticidad, esperanza nula e independencia de los residuos. Gráficamente:

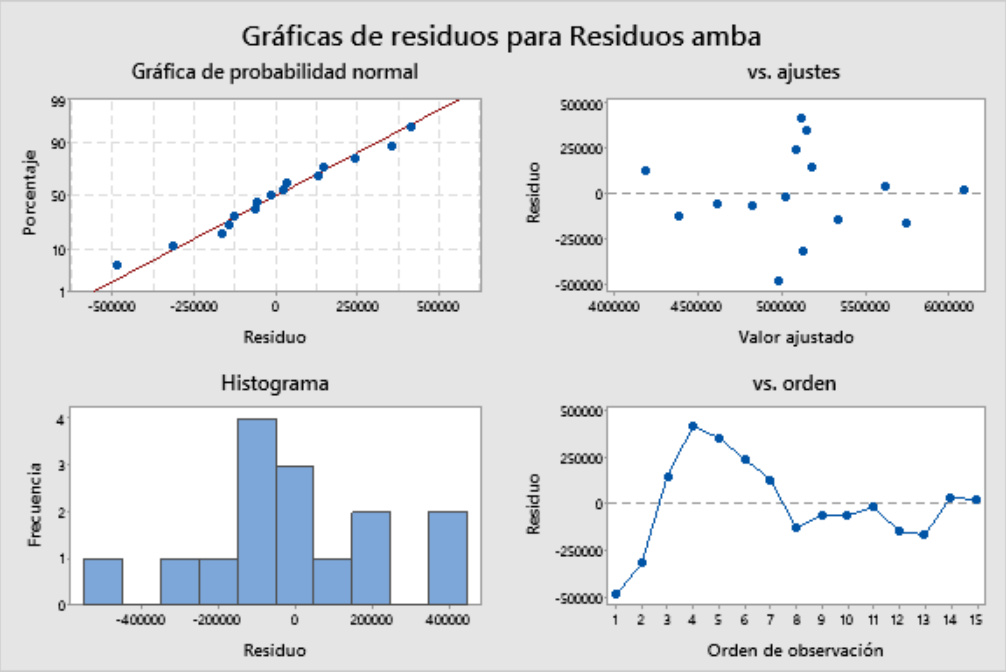


Tabla D1. Residuos

En la gráfica de probabilidad normal es posible observar que la distribución de los residuos se asemeja a una distribución normal. A su vez, en la gráfica de residuos vs. ajuste es posible observar que los mismos se hallan centrados en 0 y que la dispersión respecto del origen es aproximadamente constante; se asume que se cumplen los supuestos de homocedasticidad y esperanza nula. Por último, se observa la gráfica de residuos vs. orden de observación y no es posible observar un parámetro evidente, se asume que se cumple el supuesto de independencia de los residuos y, por ende, se asume que se cumplen los cuatro supuestos sobre los residuos. Con todo lo anterior, y debido a que no existe correlación ni multicolinealidad entre las variables, se asume que el modelo es válido y se lo utiliza para realizar las proyecciones.

Se obtienen las siguientes proyecciones:

	PBI Per Cápita [US$]	Población	Residuos CEAMSE [tn]
2024	9865,01	47003456	6629289,4
2025	9923,34	47121418	6653330,5
2026	10138,24	47464564,45	6732541,3
2027	10348,43	47801045,34	6810103,6
2028	10557,58	48130372,82	6886720,2
2029	10768,28	48452058,99	6962872,5
2030	10981,72	48765616	7038754,7
2031	11199,19	49071366,98	7114664,4
2032	11419,99	49369637,17	7190491,5
2033	11643,63	49659941,87	7266085,7
2034	11869,61	49941796,38	7341294,8

2035	12097,48	50214716	7415977
2036	12325,99	50478884,53	7489894,6
2037	12556,46	50734625,1	7563351,5
2038	12788,4	50981662,02	7636218,9
2039	13022,3	51219719,55	7708569,2
2040	13258,63	51448522	7780470,5
2041	13497,66	51668693,17	7852042
2042	13740,34	51880416,86	7923497,5
2043	13987,65	52082757,38	7994942,2
2044	14241,47	52274778,99	8066666
2045	14503,39	52455546	8138899,2
2046	14809,56	52675589	8224230,1

2047	15001,5	52716409	8267781 ,8

Tabla D4. Proyecciones de generación de basura.

ANEXO E. COMPOSICIÓN DE LOS RESIDUOS

Escenarios de reciclaje de plástico.

	Optimista	Probable	Pesimista
2020	24,00%	24,00%	24,00%
2021	25,40%	24,00%	24,00%
2022	26,80%	24,00%	24,00%
2023	28,20%	26,10%	24,00%
2024	29,80%	26,90%	24,00%
2025	31,40%	27,70%	24,00%
2026	33,00%	28,75%	24,50%
2027	34,60%	29,65%	25,00%

2028	36,30%	30,50%	25,60%
2029	38,00%	31,35%	26,30%
2030	39,70%	32,20%	27,10%
2031	41,40%	33,05%	27,95%
2032	43,10%	33,90%	28,95%
2033	44,10%	34,75%	29,15%
2034	45,00%	35,60%	29,25%
2035	45,90%	36,45%	29,35%
2036	46,80%	37,30%	29,45%
2037	47,60%	38,15%	29,55%
2038	48,30%	39,00%	29,65%
2039	48,90%	39,85%	29,75%

2040	50%	40%	30%

Tabla E1. Proyecciones de reciclaje de plástico.

Escenarios de reciclaje de vidrio.

	Optimista	Probable	Pesimista
2020	3,00%	3,00%	3,00%
2021	3,00%	3,00%	3,00%
2022	3,00%	3,00%	3,00%
2023	4,00%	3,05%	3,00%
2024	5,50%	3,15%	3,00%
2025	7,50%	3,35%	3,05%
2026	10,50%	3,65%	3,10%
2027	12,00%	4,05%	3,20%
2028	14,00%	4,45%	3,30%

2029	17,00%	4,95%	3,40%
2030	21,00%	5,45%	3,50%
2031	26,00%	5,95%	3,60%
2032	33,00%	6,25%	3,70%
2033	41,00%	6,45%	3,80%
2034	43,00%	6,55%	4,00%
2035	45,00%	6,65%	4,20%
2036	46,00%	6,75%	4,40%
2037	47,00%	6,80%	4,60%
2038	48,00%	6,85%	4,80%
2039	49,00%	6,90%	5,00%
2040	50,00%	7,00%	5,00%

Tabla E2. Escenarios de reciclaje de vidrio.

Proyección de consumo domiciliario de papel.

Disminución interanual		Consumo papel
2020		13,80%
2021	1%	13,66%
2022	1%	13,53%
2023	1%	13,39%
2024	1%	13,26%
2025	1%	13,12%
2026	1%	12,99%
2027	1%	12,86%
2028	1%	12,73%
2029	1%	12,61%
2030	1%	12,48%

2031	1%	12,36%
2032	1%	12,23%
2033	1%	12,11%
2034	1%	11,99%
2035	1%	11,87%
2036	1%	11,75%
2037	1%	11,63%
2038	1%	11,52%
2039	1%	11,40%
2040	1%	11,29%

Tabla E3. Evolución del consumo de papel.

Disminución de volumen según escenarios

	Toneladas iniciales compactadas	Densidad media [kg/m3]	Volumen [m3]	Delta volumen optimista	Delta volumen probable	Delta volumen pesimista	Volumen optimista [m3]	Volumen probable [m3]	Volumen pesimista [m3]
2024	2500000	775	3225806,45	-6,63%	-6,00%	-5,41%	2710887	2729154	2742226
2025	2250000	775	2903225,81	-7,12%	-6,29%	-5,55%	2696538	2720535	
2026	2000000	775	2580645,16	-7,76%	-6,64%	-5,78%	2380470	2409280	2431537
2027	2000000	775	2580645,16	-8,38%	-6,96%	-6,01%	2364411	2401063	2425547
2028	1500000	775	1935483,87	-9,05%	-7,44%	-6,26%	1760273	1791493	1814305
2029	1000000	775	1290322,58	-9,79%	-7,82%	-6,53%	1163974	1189381	1206058
2030	400000	776	515463,918	-10,58%	-8,21%	-6,82%	1153785	1184377	1202337
						Total	13076553	14425283	11822011

Tabla E4.Disminución de requerimientos de volumen durante el relleno del relleno sanitario.

Anexo F: Disponibilidad de materia prima

Año	RSU [ton/año]	Disponibilidad	Requerimiento	Condición
2024	6629289	6372489	2.500.000	**Alcanza**
2025	6653331	6396531	2.250.000	**Alcanza**
2026	6732541	6475741	2.000.000	**Alcanza**
2027	6810104	6553304	2.000.000	**Alcanza**
2028	6886720	6629920	1.500.000	**Alcanza**
2029	6962872	6706072	1.000.000	**Alcanza**
2030	7038755	6781955	400.000	**Alcanza**

Tabla F1. Proyecciones de materia prima en CEAMSE.

Anexo G: Generación de líquidos lixiviados

Año	Tratamiento CEAMSE [m3/día]	Generación proyecto [m3/día]	Disponibilidad [m3/día]	Condición
2024	563,66	212,57	1436,34	**Alcanza**

2025	565,71	403,88	1434,29	**Alcanza**
2026	572,44	573,93	1427,56	**Alcanza**
2027	579,04	743,98	1420,96	**Alcanza**
2028	585,55	871,52	1414,45	**Alcanza**
2029	592,03	956,55	1407,97	**Alcanza**
2030	598,48	990,56	1401,52	**Alcanza**
2031	604,93	983,47	1395,07	**Alcanza**
2032	611,38	970,01	1388,62	**Alcanza**
2033	617,81	950,88	1382,19	**Alcanza**
2034	624,20	926,08	1375,80	**Alcanza**
2035	630,55	897,03	1369,45	**Alcanza**
2036	636,84	865,14	1363,16	**Alcanza**

2037	643,08	832,13	1356,92	**Alcanza**
2038	649,28	799,11	1350,72	**Alcanza**
2039	655,43	766,09	1344,57	**Alcanza**
2040	661,55	733,07	1338,45	**Alcanza**
2041	667,63	700,05	1332,37	**Alcanza**
2042	673,71	667,03	1326,29	**Alcanza**
2043	679,78	647,62	1320,22	**Alcanza**
2044	685,88	615,02	1314,12	**Alcanza**
2045	692,02	582,43	1307,98	**Alcanza**
2046	699,28	549,84	1300,72	**Alcanza**
2047	702,98	517,24	1297,02	**Alcanza**

Tabla F0-1.Proyecciones capacidad ociosa líquidos lixiviados CEAMSE.

Anexo H: Proyecciones macroeconómicas

H.1. Proyecciones de inflación en AR$

Año	Inflación proyectada AR$
2020	42,30%
2021	41,10%
2022	35,00%
2023	29,36%
2024	24,63%
2025	20,66%
2026	17,33%
2027	14,54%
2028	12,19%
2029	10,23%
2030	8,58%
2031	7,20%
2032	6,04%
2033	5,06%
2034	4,25%
2035	3,56%
2036	3,56%
2037	3,56%
2038	3,56%
2039	3,56%
2040	3,56%

Tabla H1. Inflación proyectada en AR$.

H.2. Proyecciones de inflación en US$

Año	Inflación proyectada US$
2020	2,03%
2021	2,05%

2022	2,05%
2023	2,00%
2024	2,00%
2025	2,00%
2026	2,00%
2027	2,00%
2028	2,00%
2029	2,00%
2030	2,00%
2031	2,00%
2032	2,00%
2033	2,00%
2034	2,00%
2035	2,00%
2036	2,00%
2037	2,00%
2038	2,00%
2039	2,00%
2040	2,00%
2041	2,00%
2042	2,00%
2043	2,00%
2044	2,00%
2045	2,00%
2046	2,00%
2047	2,00%
2048	2,00%
2049	2,00%
2050	2,00%
2051	2,00%
2052	2,00%

2053	2,00%
2054	2,00%
2055	2,00%

Tabla H2. Inflación proyectada en US$.

H.3. Proyecciones de tipo de cambio real base 2002

Año	Tipo de cambio real proyectado
2020	4,55
2021	4,11
2022	3,67
2023	3,33
2024	3,11
2025	2,98
2026	2,91
2027	2,88
2028	2,87
2029	2,87
2030	2,86
2031	2,86
2032	2,86
2033	2,86
2034	2,86
2035	2,86
2036	2,86
2037	2,86
2038	2,86
2039	2,86
2040	2,86
2041	2,86

2042	2,86
2043	2,86
2044	2,86
2045	2,86
2046	2,86
2047	2,86
2048	2,86
2049	2,86
2050	2,86
2051	2,86
2052	2,86
2053	2,869
2054	2,86
2055	2,86

Tabla H3. Tipo de cambio real proyectado, base 2002.

H.4. Proyecciones de tipo de cambio nominal

Año	Tipo de cambio nominal proyectado
2020	56,36
2021	70,43
2022	83,33
2023	95,91
2024	109,27
2025	123,84
2026	139,28
2027	154,80
2028	169,58
2029	183,00
2030	194,72
2031	204,62

2032	212,71
2033	219,10
2034	223,93
2035	227,37
2036	230,85
2037	234,39
2038	237,99
2039	241,64
2040	245,34
2041	249,10
2042	252,92
2043	256,80
2044	260,74
2045	264,74
2046	268,80
2047	272,92
2048	277,10
2049	281,35
2050	285,66
2051	290,04
2052	294,49
2053	299,01
2054	303,59
2055	308,25

Tabla H4. Tipo de cambio nominal proyectado.

Bibliografía

Agency for Toxic Substances and Disease Registry. (2001). Chapter 5: Landfill Gas Control Measures. Recuperado de: https://www.atsdr.cdc.gov/HAC/landfill/html/ch5.html

Alberto Levy, Estela Santalla, Gabriel Blanco, Verónica Córdoba. (N.d.). Generación de electricidad a partir de biogás obtenido en rellenos sólidos urbanos: Un ejemplo práctico. Recuperado de: https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Generaci%C3%B3n-de-electricidad-a-partir-de-biog%C3%A1s-capturado-de-residuos-s%C3%B3lidos-urbanos-Un-an%C3%A1lisis-te%C3%B3rico-pr%C3%A1ctico.pdf.

Ali Reza Abedini. (2003). Integrated Approach for Accurate Quantification of Methane Generation at Municipal Solid Waste Landfills. Recuperado de: https://open.library.ubc.ca/cIRcle/collections/ubctheses/24/items/1.0135641

Antonio Barragán Escandón. (20 de febrero de 2020). Assessment of Power Generation Using Biogas from Landfills in an Equatorial Tropical Context. Recuperado de: https://www.mdpi.com/2071-1050/12/7/2669

Asociación Electrotécnica Argentina. AEA 95702 - Reglamento para la Ejecución de Trabajos con Tensión en Instalaciones Eléctricas. 2007.

Asociación Electrotécnica Argentina. AEA 95301. Reglamentación Líneas Aéreas Exteriores de Media y Alta Tensión. 2007.

Carlos Santo, Héctor Giobellina & José Roma. (2019). Componentes de una Instalación Eléctrica. Presentación de la Materia Instalaciones Eléctricas ITBA.

CAMMESA. (2005). Informe anual 2005. Recuperado de www.cammesa.com

CAMMESA. (2006). Informe anual 2006. Recuperado de www.cammesa.com

CAMMESA. (2007). Informe anual 2007. Recuperado de www.cammesa.com

CAMMESA. (2008). Informe anual 2008. Recuperado de www.cammesa.com

CAMMESA. (2009). Informe anual 2009. Recuperado de www.cammesa.com

CAMMESA. (2010). Informe anual 2010. Recuperado de www.cammesa.com

CAMMESA. (2011). Informe anual 2011. Recuperado de www.cammesa.com

CAMMESA. (2012). Informe anual 2012. Recuperado de www.cammesa.com

CAMMESA. (2013). Informe anual 2013. Recuperado de www.cammesa.com

CAMMESA. (2014). Informe anual 2014. Recuperado de www.cammesa.com

CAMMESA. (2015). Informe anual 2015. Recuperado de www.cammesa.com

CAMMESA. (2016). Informe anual 2016. Recuperado de www.cammesa.com

CAMMESA. (2017). Informe anual 2017. Recuperado de www.cammesa.com

CAMMESA. (2018). Informe anual 2018. Recuperado de www.cammesa.com

CAMMESA. (2019). Informe mensual diciembre 2019. Recuperado de www.cammesa.com

CAMMESA. (2016). Programa RenovAr ronda 1, pliego de bases y condiciones. Recuperado de https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/programa_renovar_ronda_1_-_pliego_de_bases_y_condiciones.pdf

CAMMESA. (2016). Programa RenovAr ronda 1,5; pliego de bases y condiciones. Recuperado de

https://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/Renovar2/Pliego%20de%20Bases%20y%20Condiciones%20RenovAr%202%20-%20CAMMESA%2016%20ago%202017.pdf

CAMMESA. (2017). Programa RenovAr ronda 2, pliego de bases y condiciones. Recuperado de https://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/Renovar2/Pliego%20de%20Bases%20y%20Condiciones%20RenovAr%202%20-%20CAMMESA%2016%20ago%202017.pdf

CAMMESA. (2019). Programa RenovAr MiniRen ronda 3, pliego de bases y condiciones. Recuperado de: https://licitaciones.cammesa.com/wp-content/uploads/2019/03/MiniRen-PBC-con-Anexos-Texto-Ordenado-Res-90-2019.pdf

CEAMSE. (N.d). Licitación pública nacional para contratar la operación y mantenimiento de las plantas de biogás de los módulos III y IIIa del Complejo Ambiental Norte III. Recuperado de: http://www.ceamse.gov.ar/wp-content/uploads/2015/05/84MTOperModIIIA.pdf

CEAMSE. (2018). TÉRMINOS DE REFERENCIA PARA CONCURSO DE PROYECTOSINTEGRALES VALORIZACION ENERGÉTICA BIOGÁS MODULO NORTE IIID COMPLEJO AMBIENTAL NORTE III. Recuperado de: http://www.ceamse.gov.ar/wp-content/uploads/2019/04/1TERMINOS-DE-REFERENCIA-BIOGAS-NIII-D-V.pdf

CEAMSE (2017). Diseño de un Relleno Sanitario. Recuperado de http://www.ceamse.gov.ar/wp-content/uploads/2012/06/disenio-relleno-sanitario.pdf

Colaboradores de Wikipedia. (2020, 31 mayo). Guarnición de Ejército «Campo de Mayo. Wikipedia, la enciclopedia libre. https://es.wikipedia.org/wiki/Guarnici%C3%B3n_de_Ej%C3%A9rcito_%C2%ABCampo_de_Mayo%C2%BB

Daniel Álvaro López Arraiza. (2016). Modelo para el diseño de sistemas de capturación y aprovechamiento del biogás producido en rellenos sanitarios. Recuperado de http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/138545/Modelo-para-el-diseno-de-sistemas-de-captacion-y-aprovechamiento-de-biogas-producido.pdf?sequence=1

Decreto - Ley 9.111/78. Regulación de la Disposición Final de la Basura en los Partidos del Área Metropolitana. 28 de abril de 2011.

Después del aumento de tarifas de luz, los subsidios a la electricidad llegarán a un 35%. (n.d.). Recuperado de https://www.cronista.com/economiapolitica/Despues-del-aumento-de-tarifas-de-luz-los-subsidios-a-la-electricidad-llegaran-a-un-35-20190102-0044.html

Donald J. Marples, James E. McCarthy, Jonathan L. Ramseur, Kelsi Bracmort, Peter Folger. (17 de septiembre de 2009). Methane Capture: Options for Greenhouse Gas Emission Reduction.

El Cronista. (04 de marzo de 2018). Producción de Basura: Cuál es la Realidad en Argentina y que se Podría Hacer. Recuperado de: https://www.cronista.com/responsabilidad/Produccion-de-basura-cual-es-la-realidad-en-Argentina-y-que-se-podria-hacer-20180302-0075.html.

Energy Group (10 de diciembre de 2017). Energías Renovables: la guía completa de la industria. Recuperado de http://www.lenergygroup.com/energias-renovables-laguia-completa-para-la-industria/

EPA. (N.d). Air Pollution Control Technology Fact Sheet. Recuperado de: https://www3.epa.gov/ttncatc1/cica/files/fcyclon.pdf

EPA & ISWA. (2012). International Best Practices Guide for Landfill Gas Energy Projects.

EPA. (N.d). Landfill Gas Energy Technologies.

Estela Santalla & Gabriel Blanco. (2018). Estandarización de Costos para Proyectos de Captura de Metano en Rellenos Sanitarios. Recuperado de: http://www.ingenieroambiental.com/4014/costos.pdf

Faisal Zai Siddiqui, Mohd Emran Khan & Vasudevan Rajaram. (2012). From Landfill Gas to Energy: Technologies and Challenges.

Global Methane. (Marzo, 2020). LFG Energy Project Development Handbook

George Tchobanoglous. (2002). Solid Waste Management Second Edition.

GIMSA. (24 y 25 de Septiembre de 2009). Emisiones de Biogás Producidas en Rellenos Sanitarios. Recuperado de: http://www.redisa.net/doc/artSim2009/TratamientoYValorizacion/Emisiones%20de%20biog%C3%A1s%20producidas%20en%20rellenos%20sanitarios.pdf.

Global Heat Pump Market size to exceed $68bn by 2026. (n.d.). Recuperado de https://www.gminsights.com/pressrelease/heat-pump-market

Hans Oonk (2012) Efficiency of landfill gas collection for methane emission reduction, Greenhouse Gas Measurement and Management. Recuperado de: https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/20430779.2012.730798

Harold Vigneault, René Lefebvre & Miroslav Nastev. (01 de Agosto de 2004). Numeric Simulation of the Radius of Influence for Landfill Gas Wells. Recuperado de: https://pubs.geoscienceworld.org/vzj/article-abstract/3/3/909/91694/Numerical-Simulation-of-the-Radius-of-Influence?redirectedFrom=fulltext

Instituto de Ingeniería Sanitaria. (2010 & 2011). Estudio de Calidad de los Residuos Sólidos Urbanos en el Área Metropolitana de Buenos Aires. Recuperado de: https://www.google.com/search?q=composici%C3%B3n+RSU&oq=composici%C3%B3n+RSU&aqs=chrome..69i57j0l6.5037j1j7&sourceid=chrome&ie=UTF-8.

Inter-American Bank of Development. (Marzo de 2017). Generación de electricidad a partir de biogás capturado de residuos sólidos urbanos - Un análisis teórico-práctico. Recuperado de https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Generaci%C3%B3n-de-electricidad-a-partir-de-biog%C3%A1s-capturado-de-residuos-s%C3%B3lidos-urbanos-Un-an%C3%A1lisis-te%C3%B3rico-pr%C3%A1ctico.pdf

Jorge Jaramillo. (2002). Guía para el Diseño, Construcción y Operación de Rellenos Sanitarios Manuales. Recuperado de: https://ambiente.lapampa.gob.ar/images/stories/Imagenes/Archivos/Guia_para_disenio_const_y_Op_de_Rellenos_Sanitarios.pdf.

Jorge Oviedo. (23 de Enero de 2003). El Análisis de la Noticia, el Fantasma del Atraso Cambiario. Diario La Nación. Recuperado de: https://www.lanacion.com.ar/economia/el-fantasma-del-atraso-cambiario-nid464601/

J. Paul Guyer, P.E., R.A. Guyer Partners. (2018). An Introduction to Design of Landfill Gas Treatment Systems

Kelburn Engineering. (N.d). Cyclone Separation and Coalescer Filtration Packages. Recuperado de: http://www.kelburneng.co.uk/landfill-gas-bio-gas-sewer-gas.php

Mariano Francioni y Claudio Martins. (2019). Presentaciones de la materia Máquinas Térmicas del ITBA.

Market Place. (N.d). Environmental Technologies Industries. Recuperado de: http://web.ita.doc.gov/ete/eteinfo.nsf/e1cddad781706a4a85256892007bca90/4e953c61d43dd4958525669c00496892!OpenDocument#:~:text=CEAMSE%20charges%20the%20municipalities%20a,transfer%20station%20to%20the%20landfills.

Landfill Gas Energy. (n.d.). Recuperado de http://large.stanford.edu/courses/2014/ph240/thorne2/

Laura Rocha. (17 de Junio de 2018). Residuos: El 13% de la Basura que se Genera en la Ciudad son Plásticos y Solo se Recicla Una Cuarta Parte. Recuperado de: https://www.infobae.com/sociedad/2018/06/17/residuos-el-13-de-la-basura-que-se-genera-en-la-ciudad-son-plasticos-y-apenas-se-recicla-una-cuarta-parte/#:~:text=En%20Argentina%20se%20reciclan%20225.000,el%20destino%20del%2076%25%20restante.

La Prensa. (02 de Febrero de 2018). El presidente del CEAMSE advierte: “El sistema de relleno sanitario tiene una capacidad respectiva años”. Recuperado de: http://www.laprensa.com.ar/461719-El-presidente-del-Ceamse-advierte-El-sistema-de-relleno-tiene-una-capacidad-receptiva-de-5-anos.note.aspx

Ley 1854. Gestión Integral de Residuos Sólidos Urbanos. 28 de Abril de 2014.

Ley 5965. Ley de Protección a las Fuentes de Provisión y a los Cursos y Cuerpos Receptores de Agua y a la Atmósfera. 2 de Diciembre de 1958.

Ley 5965. Decreto 3395/96. Resoluciones SPA. 27 de Noviembre de 1996.

Ley 13.522. Ley de Residuos Sólidos Urbanos. 09 de Agosto de 2006.

Ley 13.657. Modificación del Régimen de Tratamiento de Residuos Sólidos Urbanos. 21 de Marzo de 2007.

Ley 15.336: Ley de Energía Eléctrica. 03 de Diciembre de 1947.

Ley 19.587. Ley de Higiene y Seguridad en el Trabajo. 21 de Abril de 1972.

Ley 20.744. Ley de Contrato de Trabajo. 13 de Mayo de 1976.

Ley 24.051. Residuos Peligrosos. 17 de Diciembre de 1991.

Ley 24.065: Régimen de Energía Eléctrica. 16 de Enero de 1962.

Ley 25.612. Gestión Integral de Residuos Industriales y de Actividades de Servicios. 3 de Julio de 2002.

Ley 25.675. Ley General de Ambiente. 27 de Noviembre de 2002.

Ley 25.916. Ley de Gestión de Residuos Sólidos Urbanos. 4 de Agosto de 2004.

Ley 25.438: Apruebese el Protocolo de Kyoto de I a Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, adoptado en Kyoto - Japón. 19 de Julio de 2001.

Ley 26.093: Régimen de Regulación y Promoción para la Producción de Uso Sustentable de Biocombustibles. 19 de Abril de 2006.

Ley 26.190: Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinadas a la Producción de Energía Eléctrica.

Ley 27.191: Ley 26.190 Modificación. 15 de Octubre de 2015.

Martin Héroux , Christophe Guy & Denis Millette. (24 de Enero de 2012). A Statical Model for Landfill Surface Emissions. Recuperado de: https://www.tandfonline.com/doi/pdf/10.3155/1047-3289.60.2.219.

Meira, C. (2018, October 8). ¿Qué es el MATER y con qué objetivo fue creado? Recuperado de https://saenergia.com.ar/2018/10/08/que-es-el-mater-y-con-que-objetivo-fue-creado/

Michael Crook. (n.d.-a). *A Chinese Biogas Manual*. London, United Kingdom: Intermediate Technology Publications, Ltd.

Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación. (Diciembre de 2017). Escenarios Energéticos 2030.

Norte III – CEAMSE. (n.d.). Recuperador de https://www.ceamse.gov.ar/area-de-cobertura/norte-iii/

Progeco SRL. (N.d). FPD - Combined filters. Recuperado de: https://www.progecosrl.com/en/combined-filters-fdp-type.html

REN 21. (2019) Renewables 2019 Global Status Report. Recuperado de https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2019_full_report_en.pdf

Resolución ENRE 0144/2012. Boletín Oficial nº 32.431.

Resolución 40/2011. Gestión Integral de Residuos Sólidos Urbanos. 12 de Marzo de 2011.

Resolución 1143/02. Disposición de Residuos Sólidos Urbanos en Rellenos Sanitarios. 13 de Agosto de 2002.

Resolución 444/2006. Energía Eléctrica. 01 de Junio de 2006.

Robert W. Johnson . (15 de Octubre de 2016). Application of the Beta Distribution, Part One: Transformation Group Approach. Recuperado de: https://arxiv.org/pdf/1307.6437.pdf

Savino, E. d. (2019). Environmental and health risks. Recuperado de http://ars.org.ar/wp-content/uploads/Environmental-and-health-risks-related-to-waste-incineration-Savino-De-Titto-SAGE-WMR.pdf

Solid Waste Association of North America. (1997). Landfill Gas Operation and Maintenance Manual of Practice.

Soporte de MiniTab. (s.f.). Recuperado el 03 de abril de 2020, de http://support.minitab.com/es

Tasneem Abasi S.M. Tauseef S.A. Abasi. (n.d.). *Biogas Energy* (Springer ed.). New York, United States: Springer Publishing.

Talis Developing Solutions. (Diciembre de 2018). Landfill Gas Risk Assessment. Recupero de: https://www.der.wa.gov.au/images/documents/our-work/licences-and-works-approvals/Applications/W6225-2019-1ap14.PDF

Télam. (4 de Octubre de 2019). Declararon nula la ley sobre incineración de residuos. Recuperado de https://www.telam.com.ar/notas/201910/397383-declararon-nula-la-ley-sobre-incineracion-de-residuos.html

Teodorita Al Seadi, Dominik Rutz, Heinz Prassl, Michael Köttner, Tobias Finsterwalder, Silke Volk, Rainer Janssen. (n.d.-b). *Biogas Handbook* . Esbjerg, Denmark: Teodorita Al Seadi.

Unitecno. (N.d). Demister. Recuperado de: http://unitecno.es/productos/filtros-separadores/demister/

US Army Corp Of Engineers. (2013). Landfill Gas Collection And Treatment Systems.

U.S. Energy Information Administration. (2019). Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2020. Recuperado de https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf

Vasudevan Rajaram, Faisal Zia Siddiqui, Mohd Emran Khan. (2011). From Landfill Gas to Energy – Technologies and Challenges.

Wikipedia. (2020). Separador ciclónico. Recuperado de: https://es.wikipedia.org/wiki/Separador_cicl%C3%B3nico

(N.d). (N.d). Diseno de Relleno Sanitario. Recuperado de: http://tesis.uson.mx/digital/tesis/docs/1515/Capitulo4.pdf

2020 Index of Economic Freedom | The Heritage Foundation. (n.d.). Recuperado de https://www.heritage.org/index/about

Índice de figuras

Figura 1-1 Cadena de valor para generación de eléctrica a partir de biogás de relleno sanitario... 1
Figura 1-2 comparación de LCOE de según tecnologías y consultora. 5
Figura 1-3. LCOE global de plantas generadoras de energía renovable en 2010 y 2018 realizados por IRENA. 7
Figura 1-4. Costo promedio ponderado de la inversión en renovables según regiones. Fuente: IRENA. 8
Figura 1-5. Costos de inversión en renovable Sudamérica. Fuente: Ren21 9
Figura 5-1.1.1. Evolución histórica de inversión en capital fijo e importaciones para uso económico. 53
Figura 6-1.1 Potencia adjudicada en rondas RenovAr según tecnología. 63
Figura 6-2.2 Grado de cumplimiento de la ley de energías renovables 27.191. 64
Figura 2.1-1Esquema en corte de la disposición de la basura el relleno, en celdas y alzadas. 87
Figura 2.1-2 Diagrama de Procesos. 90
Figura 2.1-3Curvas de composición porcentual del biogás. 92
Figura 2.1-4 Daño a máquinas térmicas por acumulación de SO2. Fuente: Mordern Power Systmes. 96
Figura 2.1-5Pozos de extracción de biogás. Fuente: Elaboración propia. 102
Figura 2.1-6 Esquema de demister típico en una instalación de biogás relleno sanitario. 104
Figura 2.1-7soplador centrífugo multietapas (izquierda) y soplador de desplazamiento positivo rotativo de lóbulos (derecha). Fuente: mcentury.com.mx y roots-blowers.com 105
Figura 2.1-8 Antorcha de tipo abierto (izquierda) y antorcha de tipo cerrada (derecha). Fuente: EPA. 108
Figura 2.1-9 Separador ciclónico + filtro coalescente (izquierda) y filtro combinado de gravas + cerámica (derecha). Fuente: kelburneng.com.uk, pall.com, progecosrl.com 111
Figura 2.1-10 Esquema de filtro de carbón activado. Fuente: From Landfill Gas to Energy Devvelopment Handbook. 113
Figura 2.1-11 Sistema de remoción de siloxanos por absorción líquida. Fuente: Approaches concerning siloxane removal from biogás, 2011. 114
Figura 2.1-12 Filtro polimérico de siloxanos. 115
Figura 2.1-13 Motor de combustión interna (izquierda), Turbina de gas (centro) y Microturbinas (derecha). Fuente: impcorporation.com, epa.gov y marketjournal.co.uk 118
Figura 2.1-14Costo anual equivalente de cada tecnología que se podría emplear en el proyecto. 119
Figura 2.1-15 Compactador Caterpillar para rellenos sanitarios modelo 836K. 123
Figura 2.1-16 Demister Marca Unideco. Fuente: Unideco. 124
Figura 2.1-17 Compresor centrífugo marca Hoffman. Fuente: cemerynelson.com 124
Figura 2.1-18 Antorcha de biogás tipo cerrado. Fuente Conveco. 125

Figura 2.1-19 Intercambiador de calor tipo placas en base aire para biogás marca Green Box. Fuente: GreenBox. 126
Figura 2.1-20 Sistema de separador ciclónico (izquierda) y filtro coalescente (derecha) marca Kelburn. 126
Figura 2.1-21Filtro BGAK de siloxanos modelo 1200. Fuente: PpTek. 127
Figura 2.1-22 Motor de combustión interna para biogás Caterpillar G3520C. 128
Figura 2.1-23 Transformador llenado integral marca FOHAMA 2500 kVA. 128
Figura 2.1-24 Catálogo de cables Retenax de media tensión marca Prysmian. Fuente: Prysmian. 129
Figura 3-1Diagrama de flujo. 130
Figura 3-2Rendimiento de un transformador. Apuntes Cátedra Electrotecnia, ITBA. 132
Figura 3-3 Balance de masa energía de etapa generación. 134
Figura 3-4 Generación vs. Requerimiento mínimo. 143
Figura 3-5Mapa de performance de sopladores centrífugos Hoffman & Lamson para biogás y parámetros del modelo elegido. Fuente: gardnerdenver.com 148
Figura 3-6 Proyecciones de generación de MP. 156
Figura 3-7Escenarios de Reciclaje de Plástico. 159
Figura 3-8 Escenarios de Reciclaje de Vidrio. 159
Figura 3-9 Proyecciones de consumo de Papel y Cartón. 159
Figura 3-10 Curva de costos del proyecto. 178
Figura 3-11Cadena de abastecimiento. 178
Figura 4-1 Layout de la planta de tratamiento y generación. Elaboración Propia. 181
Figura 5-1 Comparación de emisiones de toneladas de CO2 equivalente. 197
Figura 6-1 Organigrama. 203
Figura 7-1 Mapa de macrolocalización. 208
Figura 7.2-1 Diagrama unifilar del nodo Rotonda. 210
Figura 7.2-2 Diagrama unifilar del nodo Ensenada. 211
Figura 7.2-3Diagrama unifilar nodo Almirante Brown. 212
Figura 7.2-4 Proyecciones de generación de líquidos lixiviados y disponibilidad. 213
Figura 7.2-5 Posibles terrenos para el proyecto. 214
Figura 7.2-6 Área disponible. 215
Figura 7.2-7Localización del relleno sanitario. 216
Figura 7.2-8 Localización de la usina. 217
Figura 1.0-1.Estabilización Bolivia. 220
Figura 1.0-2. Estabilización Paraguay. 220
Figura 1.0-3. Proyección de inflación en AR$. 221
Figura 1.0-4. Proyección de inflación en US$. 222
Figura 1.0-5. Tipo de cambio real histórico base 2002. 223
Figura 1.0-6. Proyección tipo de cambio real a base 2002. 223
Figura 1.0-7. Proyección de tipo de cambio nominal. 224

Figura 5.5-1 Distribución de abastecimiento con cláusula de abastecimiento con CEAMSE. .. 312
Figura 8.1. Opción real de abandono. 330
Figura 8.2 Opción real de estudio de biogás. 332
Figura 11.1 VAN con precio de $102, /MWh 334
Figura 11.2 Histograma de TIR par precio a P50. 335
Figura 11.3Cota mínima de entrega de energía con precio de $103,65 /MWh 335
Figura 11.4 LCOE del proyecto para precio de $103,65/MWh..... 336
Figura 11.5 VAN para precio de $130,00/MWh 337
Figura 0-6 TIR para precio de $130,00/MWh 337
Figura 0-7 LCOE para precio de $117,29/MWh 338
Figura 0-8 Cota de energía minina para precio de $130,00/MWh 338

Índice de tablas

Tabla 1-1.LCOE promedio en US$/MWh para diferentes tecnologías de generación. Elaboración propia. 6
Tabla 6-1-1. Proyección de generación de energías renovables según los escenarios planteados. 66
Tabla 7-1-1. Proyecciones de potencia a licitar de generación a partir de biogás de relleno sanitario. 72
Tabla 7-2-1. Potencia nominal de plantas de biogás de relleno sanitario actualmente en funcionamiento en el país. 73
Tabla 1-1 Composición típica de biogás relleno sanitario. Fuente: CEAMSE..... 86
Tabla 2.1-1 Criterios para selección de pozos de extracción. 98
Tabla 2.1-2Comparación de compactadores..... 100
Tabla 2.1-3 Criterios para selección de pozos de extracción. 101
Tabla 2.1-4 Comparación de sopladores. 106
Tabla 2.1-5Criterios para selección de sopladores. 107
Tabla 2.1-6 Comparación cualitativa de los intercambiadores de calor aptos para el Proyecto. 110
Tabla 2.1-7Matriz de selección de intercambiadores de calor. 110
Tabla 2.1-8Comparación de separadores de partículas..... 112
Tabla 2.1-9 Selección de separadores de partículas..... 112
Tabla 2.1-10 Algunas características cualitativas de las tecnologías. 115
Tabla 2.1-11 Matriz de selección de tecnología de remoción de siloxanos..... 116
Tabla 2.1-12 Factores de comparación para tecnolgoia de generación eléctrica. 118
Tabla 2.1-13Matriz de ponderación de tecnología de generación. 119
Tabla 2.1-14 Comparación de transformadores. 121
Tabla 2.1-15Matriz de ponderación de transformadores. 122
Tabla 3-1 Composición volumétrica del biogás. 131

Tabla 3-2 Composición volumétrica del biogás. 131
Tabla 3-3 Parámetros constructivos del relleno para modelo LandGem. 140
Tabla 3-4 Parámetros k y L0 del modelo LandGEM 141
Tabla 3-5 Cronograma de disposición de los residuos en el relleno sanitario. 143
Tabla 3-6 Necesidad de pozos de extracción. 150
Tabla 3-7 Necesidades. 152
Tabla 3-8 Grado de aprovechamiento de la maquinaria 153
Tabla 3-9 Resumen emisiones de los motores. 154
Tabla 3-10 Resumen emisiones Ley 20,284. 154
Tabla 3-11 Resumen emisiones Ley 5965 154
Tabla 3-12 Resumen emisiones Ley 5965. 155
Tabla 3-13 Dimensionamiento de necesidades según escenarios. 160
Tabla 3-14 Necesidades para cada año. 168
Tabla 3-15 Inversiones a realizar cada año. 170
Tabla 3-16 Cronograma de puesta en marcha. 172
Tabla 5-1 Requisitas ley 187
Tabla 5-2 Requisitos ley efluentes gaseosos 188
Tabla 5-3 Contaminantes permitidos Ley 20.284. 189
Tabla 5-4 Contaminantes permitidos por resolución 1049/2012. 189
Tabla 5-5 Requisitos contaminantes. 193
Tabla 5-6 Emisiones de gases de efecto invernadero del proyecto y beneficios. 197
Tabla 6-1 Mano de obra requerida por la operatoria 200
Tabla 6-2 Mano de obra requerida por el mantenimiento 202
Tabla 7-1 Generación de basura por provincia. 206
Tabla 7.2-1Restricciones de nodo. 211
Tabla 7.2-2 Matriz de seleccion de terrenos. 216
Tabla 2.0-1. Cronograma de inversiones. 226
Tabla 2.0-2. Costo de la maquinaria. 228
Tabla 2.0-3. Inversión de puesta en marcha. 230
Tabla 2.0-4. Salarios MOD. 232
Tabla F0-1.Proyecciones capacidad ociosa líquidos lixiviados CEAMSE. 414