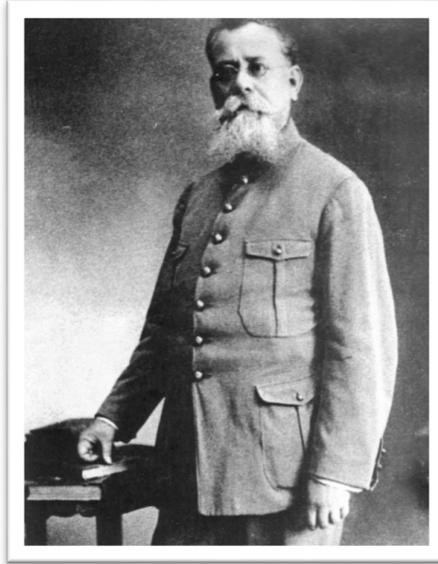


Valuación proyecto Ciclo Combinado General Carranza (CCGC)



TRABAJO FINAL INTEGRADOR Postgrado mercado eléctrico



Cohorte 2015
Jorgelina Barbieri
Ana Clara Gimenez
Fernando Leanes
Luciano Salaberry

Tabla de Contenidos

Resumen Ejecutivo	4
Introducción	6
Proyecciones Macroeconómicas.....	8
PBI y Demanda Eléctrica	8
Precios de Combustibles	9
Marco Regulatorio.....	11
Reseña del Mercado Eléctrico Argentino	11
Matriz Energética	11
Breve descripción del Marco Regulatorio Argentino.....	11
Actividades del Sector.....	12
Los Agentes Del Mercado Eléctrico	12
Obligación de abastecimiento y Conformación de las Tarifas.....	13
Las modificaciones a las condiciones primordiales de los contratos de concesión.....	13
Afectación a la seguridad jurídica	14
Reordenamiento Sectorial e Institucional	14
Estabilidad de la regulación del sector	15
Propuesta de Reforma. Objetivo	15
Acciones necesarias. Propuesta de reforma.....	15
Antecedentes.....	20
Consideraciones finales	23
Localización del Proyecto	27
Recorrido.....	27
Atributos Limitantes	27
Atributos Ponderantes.....	29
Análisis de los atributos ponderantes.....	30
Matriz de ponderación.....	56
Mercado EE en Argentina	61
Proyección demanda EE.....	61
Proyección potencia y generación EE	61
CCGC en el mercado	63
Valuación Económica.....	65
Premisas consideradas.....	65
Resultados.....	66

Sensibilidades al caso base	67
Escenarios	68
Escenario 1	68
Escenario 2	69
ANEXOS	71
ANEXO 1 - Plan Federal de la Red de Transporte – Transener	72
ANEXO 2 - Mapa de la Red de Transporte en 500 kV – Transener	73
ANEXO 3 – Estados Contables.....	74
Abreviaturas y acrónimos utilizados.....	76
Agradecimientos	77

Resumen Ejecutivo

Se ha analizado que el sector eléctrico evidencia serias dificultades para ampliar la oferta con nuevo equipamiento de generación. Por su parte, el sector privado carece de señales adecuadas para invertir, y el sistema eléctrico se ve afectado ante situaciones de bajas o altas temperaturas. Esto se debe tanto a la insuficiente generación como a las limitaciones de los sistemas de distribución en centros urbanos. El mantenimiento del crecimiento económico que acumula el país en los últimos años tiene como correlato el crecimiento constante de la demanda de energía eléctrica.

El marcado estancamiento en la inversión en generación de energía en los últimos años evidenciado en el país, ha dejado en riesgo el abastecimiento de esta demanda futura.

Lo señalado lleva a pensar que el desafío es propiciar la inversión con adecuadas políticas que permitan la ampliación de la oferta energética y asegure el abastecimiento de la demanda en sostenido crecimiento.

Por ello, se debe lograr que la energía del país sea confiable, sustentable, inclusiva y de precios razonables, con una matriz eléctrica diversificada, equilibrada y que garantice al país mayores niveles de soberanía en sus requerimientos energéticos. Para ello, es necesario impulsar políticas y acciones para avanzar en cambios sustanciales en los próximos años.

A efecto de lograr el objetivo propuesto es necesario reforzar la seguridad y competencia en el abastecimiento eléctrico para el país, posibilitando la incorporación de nuevos actores y proyectos de generación eléctrica.

En ese marco, el estudio de comparado de los distintos mercados, principalmente el Chileno, nos demuestra la efectividad de contractualizar el mercado eléctrico. Ello implica que toda la energía que se consume deba estar respaldada en un contrato de suministro, la cual sólo es posible mediante señales de largo plazo que incorporen reales expectativas a los inversionistas, erradicando al costo marginal como señal de mercado, por ser muy volátil para resultar una adecuada señal de expansión.

Con la contractualización del mercado y a través de un mecanismo de licitación se permitirá contratar el 100% de los requerimientos de energía, y logrará a través de la competencia desarrollada entre generadores precios competitivos, abiertos y públicos. Debe comprenderse que la competencia en el ámbito de la generación, solo puede tener resultados eficientes en condiciones contractuales de largo plazo, porque este mercado es muy intensivo en capital y requiere excedentes de capacidad de elevado costo para asegurar el abastecimiento durante períodos de máxima demanda y oferta parcialmente indisponible.

Sobre este escenario, es que se proyectó el presente trabajo. En el desarrollaremos la valuación de la construcción, operación y mantenimiento de la central térmica "Ciclo Combinado General Carranza" (CCGT) en Argentina de 900 MW durante 20 años. El proyecto requerirá una inversión de US\$ 840 millones y se financiará 70% con deuda y 30% con capital de los accionistas. Bajo un PPA de largo plazo con una distribuidora, vendería el bloque completo de potencia y energía a un precio monómico de 58 usd/MWh, para obtener una rentabilidad estimada del 12%.

La valuación se desarrolló bajo un marco en el que la demanda de energía en el país sube un 3,9% anual, y donde el precio del gas para usinas converge, a largo plazo, al precio internacional.

La ubicación propuesta para la central es la zona de Ramallo ya que dicha locación ofrece condiciones de ventaja económica para la instalación y operación por encontrarse cerca de un gasoducto de alimentación, un río con caudal suficiente y acceso a una estación transformadora de 500 kV.

Se asume que, para cuando la central comience a operar, estará vigente el marco regulatorio normalizado y eficiente en la Argentina, similar a la actual regulación chilena, bajo el cual las distribuidoras podrán comprar de forma inteligente su energía en función de su curva de demanda.

Introducción

El presente trabajo muestra la valuación de la construcción, operación y mantenimiento de una central Ciclo Combinado en Argentina, bajo un marco regulatorio que se espera hará evolucionar al mercado eléctrico a uno racional y eficiente, mediante el incentivo de inversiones y del uso de nuevas tecnologías que resguarden el medio ambiente.

El Ciclo Combinado General Carranza (CCGC) propuesto está dimensionado para generar 900 MW brutos durante 20 años. Se realizó un estudio de localización y se proyectaron las variables macroeconómicas para una mejor valuación del proyecto, el cual está compuesto de los distintos capítulos que se describen a continuación

En el capítulo “**Proyecciones Macroeconómicas**” se estiman la evolución del PBI y de los precios de los combustibles hacia 2040 con el fin de obtener valores para la demanda eléctrica y para los costos de generación, variables de entrada claves del modelo de valuación económico financiero del proyecto en cuestión.

En el capítulo “**Marco Regulatorio**”, se hace una breve reseña del Mercado Eléctrico Argentino, pasando por una descripción de la Matriz Energética del país, del actual Marco Regulatorio Eléctrico, describiéndose los motivos que llevaron a privatizar oportunamente el servicio en los años 90, para luego describir la afectación del sistema como consecuencia del período que tuvo inicio en la crisis del año 2001, la cual perjudicó directamente los contratos originados en la época de la privatización, afectó la seguridad jurídica lo que llevó a desalentar todo tipo de inversión hasta el presente, evidenciándose un profundo deterioro en la prestación del servicio a cargo los tres segmentos del sector (generación-transporte-distribución). Todo ello, concluye en una imperiosa necesidad de un cambio profundo, que lleve al incentivo de inversiones, y a una estabilidad del sector que permita proyectar a largo plazo, y garantizar una estabilidad jurídica. Para ello se describe la necesidad de dar inicio a un reordenamiento Sectorial e Institucional y consecuentemente a una reforma al Marco Regulatorio Eléctrico, detallando en el capítulo las acciones necesarias para lograr tal fin, la propuesta de reforma y las acciones para concretarla.

En el capítulo “**Localización del Proyecto**” se detalla la metodología seguida para encontrar la ubicación más favorable de la central, teniendo en cuenta aspectos legales – ambientales, de cercanía de recursos, de abastecimiento de combustible y de transporte de energía. Se tradujeron todos ellos en términos monetarios (USD/ MWh) y se armó una matriz comparativa entre los diferentes lugares potenciales.

En el capítulo “**Mercado EE en Argentina**” se realiza una proyección de la oferta y demanda de energía eléctrica a nivel nacional, tomando como referencia las proyecciones macroeconómicas, y teniendo en cuenta los principales proyectos de generación en el país, así como el cumplimiento de la reciente ley de energías renovables.

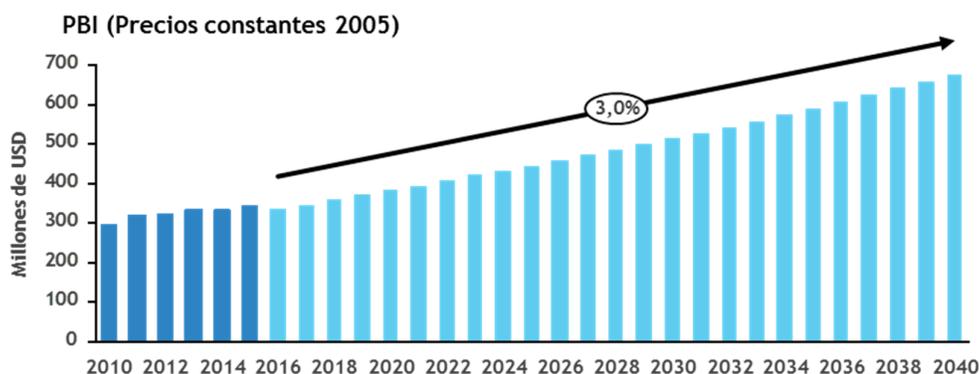
En el capítulo “**Valuación Económica**” se estima la rentabilidad del proyecto, su valor presente y período de repago en el marco de las hipótesis asumidas en el trabajo. Se proponen además distintas sensibilidades, proyectándose los resultados ante dos distintos escenarios: Por una parte, se asume un escenario “PESIMISTA” en el que se mantendrá la escasez de gas natural en los meses de invierno, obligando a la central a consumir gasoil durante más tiempo que el previsto para la “Valuación Económica” del proyecto. Por otra parte, se proyecta uno “OPTIMISTA” en el que se considera un boom de energías renovables donde se superan las expectativas de generación renovable en el país, haciendo que el factor de despacho promedio de la central disminuya marcadamente en el tiempo, debiendo la central comprar energía spot

para cumplir su contrato con la distribuidora. Como la energía spot sería más barata que el costo variable de producción de la central, entonces la central tendría un ahorro cuando no estuviera despachada. Por eso se considera el boom de renovables como un escenario optimista.

Proyecciones Macroeconómicas

PBI y Demanda Eléctrica

Para el período 2016 – 2040 se estima una tasa de crecimiento medio anual del PBI del 3,0%, en línea con el crecimiento de dicha variable en los últimos 25 años y con los pronósticos arrojados por organismos internacionales como EIU.



En función de esta estimación, se proyecta un crecimiento de la demanda de la energía eléctrica del 3,9% anual, lo que incorpora dos supuestos: por un lado, una elasticidad del orden de 1.4 puntos, consistente con la correlación observada en las últimas dos décadas, y, por otro lado, potenciales ahorros que podrían obtenerse con la implementación de programas de uso racional de la energía y medidas de eficiencia energética.

Dicha evolución plantea el siguiente crecimiento medio por sector:

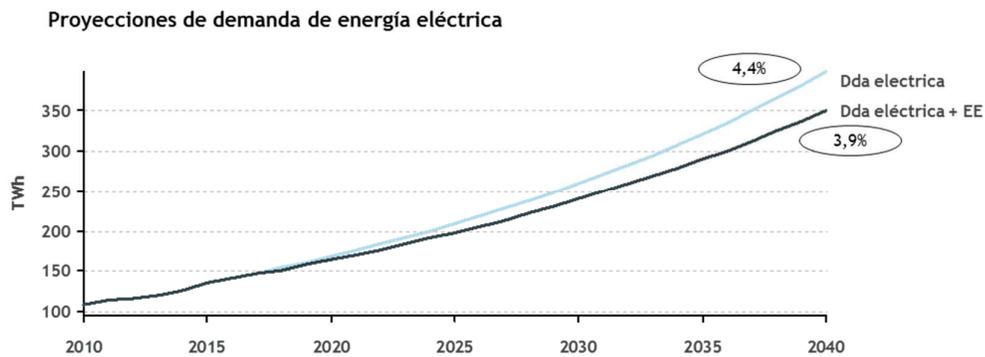
- Residencial 4.5%
- Comercial 4.8%
- Industrial 3.1%

La reducción en el consumo anual de energía eléctrica de 0,5% respecto de la tendencia histórica, toma como referencia las proyecciones realizadas por la Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para el caso Brasileño en su último Plan Decenal Anual.

Las proyecciones de la EPE sobre eficiencia energética a futuro consideran en mayor medida la sustitución tecnológica para el final de la vida útil de los equipos y los efectos de los programas de ahorro de energía ya en curso en el país (como PBE – Programa Brasileño de Etiquetado, PROCEL - Programa Nacional de Conservación de Energía Eléctrica, etc.); y en menor medida la incorporación de programas y acciones adicionales dirigidos a determinados sectores, lo cual refleja políticas públicas y programas aún no implementados en Brasil.

En todos los casos, las medidas propuestas contemplan brindar el mismo servicio energético, con menor cantidad de energía, utilizando tecnologías disponibles en el mercado y económicamente viables en términos del usuario.

Se tomó de parámetro el caso de Brasil por las similitudes entre los contextos de ambos países y porque es uno de los pocos países de la región que cuenta con proyecciones públicas de este tipo. Además, Brasil es uno de los más avanzados dentro de América del Sur en lo que respecta a la implementación de políticas orientadas a la eficiencia energética (especialmente por las crisis de suministro de electricidad atravesadas), sus programas están alineados con la normativa internacional y es un importante promotor de esa normativa a nivel regional.



En función de estos resultados, se concluye que el sistema eléctrico requerirá la incorporación de 1800MW adicionales promedio por año durante los próximos 25 años, lo que garantiza un factor de capacidad de planta por encima del *breakeven*. Asimismo, si se tiene en cuenta la mayor eficiencia energética de los ciclos combinados en relación a otras fuentes sustitutas de la matriz eléctrica actual, la energía eléctrica a entregar por los ciclos combinados está garantizada.

Precios de Combustibles

La proyección de los precios internacionales de los combustibles, tanto del gas como del petróleo, se realizó en base a las estimaciones del Banco Mundial que surge en parte por los contratos futuros y en parte a estimaciones propias a partir del análisis de *fundamentals* que realiza la entidad. Para los períodos en los que no se contaban con datos para el gas de Bolivia y el LNG Japón, se correlacionaron los precios con las proyecciones del Banco Mundial del crudo Brent y del WTI.

En la medida que el promedio ponderado de los precios internacionales fuera inferior al precio local regulado del gas, se tomó el precio local de boca de pozo de gas para el sector generación, esto en función de los distintos planes de incentivos vigentes para los nuevos proyectos no convencionales y de *tight gas*.

Sin perjuicio de ello, a partir del año 2023, se espera una convergencia gradual de los precios locales e internacionales, y a partir de 2030 (año en que el país alcanzaría el autoabastecimiento de gas), se adoptaron estos últimos a los fines del análisis.

Año	Brent Crude Oil (USD/barrel)	WTI (USD/barrel)	Henry Hub Gas (USD/MMMBtu)	Gas Bolivia (USD/MMMBtu)	LNG Japan (USD/MMMBtu)	Gas para Generación (USD/MMMBtu)	Gasoil para Generación (USD/lt)
2015	52.37	48.71	2.62	5.00	10.43	2.70	0.50
2016	36.84	36.91	2.58	3.50	8.50	5.20	0.53
2017	48.08	48.08	3.09	4.56	8.75	5.20	0.49
2018	57.01	51.53	3.62	5.15	9.00	5.20	0.45
2019	70.11	64.24	4.01	6.38	9.26	5.20	0.42
2020	76.57	71.12	4.43	7.01	9.53	5.20	0.44
2021	81.16	75.37	4.33	7.43	9.81	5.46	0.47
2022	84.65	78.71	4.35	7.75	10.09	5.73	0.50
2023	87.11	81.06	4.74	7.98	10.39	6.02	0.53
2024	89.15	82.93	5.00	8.17	10.69	6.33	0.56
2025	91.59	85.41	5.12	8.40	11.00	6.27	0.60
2026	94.63	88.40	4.99	8.69	11.37	5.99	0.63
2027	97.18	90.90	4.95	8.93	11.67	5.76	0.67
2028	99.33	92.96	5.00	9.13	11.93	5.56	0.71
2029	102.23	95.33	5.05	9.38	12.28	5.34	0.75
2030	104.00	97.06	5.06	9.54	12.49	5.18	0.80
2031	107.23	100.28	5.01	9.85	12.88	5.01	0.85
2032	110.50	103.50	5.03	10.16	13.27	5.03	0.90
2033	113.85	106.81	4.98	10.47	13.67	4.98	0.96
2034	117.39	110.31	4.96	10.81	14.10	4.96	1.01
2035	119.64	112.45	4.91	11.01	14.37	4.91	1.08
2036	123.29	116.14	4.90	11.36	14.81	4.90	1.14
2037	125.51	118.35	4.84	11.57	15.07	4.84	1.21
2038	129.21	122.09	4.78	11.93	15.52	4.78	1.28
2039	132.08	124.95	4.85	12.20	15.86	4.85	1.36
2040	136.21	129.11	4.86	12.59	16.36	4.86	1.45

La proyección del precio del gas para generación responde a las medidas y supuestos mencionados a continuación para cada período:

2015: se toma el precio establecido por el Gobierno en 2006, año en que se disocia el precio del gas para la industria de 4,5 USD/MMBTU del precio pagado por las Generadoras Eléctricas, que se ubicó en torno de los 2,7 USD/MMBTU.

2016 – 2023: se toma el nuevo precio establecido por el Ministerio de Energía y Minería en 2016 para el gas natural en cada cuenca de origen, que se aplicarán a las compras del fluido con destino a la generación de electricidad. El nuevo precio de referencia del gas natural resultante es 5,2 USD/MMBTU que es el promedio ponderado de las cuencas Neuquina y Austral (las de mayor participación).

2020-2040: En el 2024, una vez terminados los dos mandatos del actual Presidente, asumimos que el precio deja de estar regulado y por lo tanto pasa a ser un promedio ponderado de los precios internacionales: HH, Bolivia y LNG. En virtud de ello, suponemos que desde el 2020 el precio comienza a converger a lo que sería un precio desregulado, resultante de la libre interacción de la oferta y la demanda. Por ello, tomamos un precio de transición entre los años 2020 y 2023.

A partir del 2024, las ponderaciones varían según la tendencia del mix de fuentes de producción de gas necesario para abastecer el consumo: comenzando con 70% de producción local, 30% importaciones (15% LNG + 15% Bolivia); y convergiendo progresivamente a un 100% de producción local al 2030 (momento a partir del cual, el precio considerado es el del HH).

Marco Regulatorio

Reseña del Mercado Eléctrico Argentino

La matriz energética argentina está basada en el uso preponderante de los hidrocarburos, con casi el 90% del total de la energía primaria consumida a partir de los mismos. A su vez, las reservas tanto de petróleo como de gas natural se encuentran en franca disminución, y el horizonte de reservas de gas con el consumo actual ha reducido notablemente a menos de ocho años, similar situación puede observarse en el área petrolera. La Argentina, de haber sido un país exportador de hidrocarburos, se está transformando aceleradamente en importador de tales insumos básicos para su matriz energética, con el consiguiente aumento de costos.

El sector eléctrico ha mostrado serias dificultades para ampliar la oferta con nuevo equipamiento de generación. El sector privado no cuenta con señales adecuadas para invertir (precios y estabilidad normativa) y el Estado cuando lo hace a través de ENARSA no responde a una planificación adecuada y recurre a soluciones coyunturales y costosas, técnicamente cuestionables. El sistema eléctrico se ve afectado ante situaciones de bajas o altas temperaturas. Esto se debe tanto a la insuficiente generación como a las limitaciones de los sistemas de distribución en centros urbanos. El mantenimiento del crecimiento económico que acumula el país en los últimos años tiene como correlato el crecimiento constante de la demanda de energía eléctrica.

Debido a que la matriz energética argentina se basa en los hidrocarburos y sobre todo en la utilización intensiva del gas, con un horizonte de producción en disminución, es necesario recurrir al remplazo de este último por combustibles líquidos importados no sólo en período invernal sino prácticamente en todo el año, con costos significativamente superiores. La importación de gas tanto desde Bolivia como en forma de gas natural líquido si bien ha incrementado la disponibilidad de este hidrocarburo ha significado también un incremento en los costos de la oferta, si bien inferiores a los derivados del uso de combustibles líquidos.

Matriz Energética

Lo señalado lleva a pensar que el desafío es propiciar la inversión con adecuadas políticas que permitan la ampliación de la oferta energética y asegure el abastecimiento de la demanda en sostenido crecimiento.

Debe contemplarse asimismo, las políticas internacionales de contribuir a la mitigación del calentamiento global, favoreciendo el desarrollo de energías limpias. Esta tendencia puede apreciarse en nuestro país mediante la implementación de la Ley 26.190, modificada recientemente por la Ley 27.191 para el uso de Energías Renovables.

Breve descripción del Marco Regulatorio Argentino

La crisis que sufrió la Argentina a fines de la década de los 80, afectó a las empresas eléctricas de su propiedad con la imposibilidad por parte del Estado de financiar las inversiones necesarias para mantener una normal prestación del Servicio. El diagnóstico del estado de las empresas eléctricas, (nacionales y provinciales) incluía factores negativos:

1. Mala calidad del Servicio
2. Baja eficiencia interna
3. Alta Indisponibilidad de las instalaciones

4. Pérdidas debidas en especial al hurto de energía
5. Clientes insatisfechos
6. Tarifas políticas que requerían subsidios cruzados, y que no generaban recursos para la expansión de las redes.
7. Señales económicas no claras.

Las leyes de Emergencia Económica (Ley Nro. 23697/97) y de Reforma del Estado (Ley 23.696/89) permitieron la participación del capital privado para realizar las inversiones que los Estados Nacional o Provincial no podían afrontar.

La Ley 24.065 estableció para la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad, los siguientes objetivos: “Promover la competitividad donde sea posible alentando inversiones privadas para asegurar el suministro a largo plazo”. “Separación clara de los segmentos de la actividad según sean monopólicos o sujetos a las leyes del mercado”. “Proteger los derechos de los usuarios”; “Garantizar el libre acceso a las instalaciones de transporte y distribución”; “Regular las actividades del transporte y distribución asegurando que las tarifas sean justas y razonables e incentivar el abastecimiento, transporte y distribución y uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas”.

Actividades del Sector

Se reconocen tres actividades dentro del sector de energía eléctrica: la generación, el transporte y la distribución.

La generación, y tema de especial interés en nuestro trabajo, es una actividad de riesgo sometida a las condiciones del mercado, calificada como de “Interés General”. Las unidades son despachadas económicamente a los efectos de abastecer la demanda al menor costo económico posible, y son remuneradas al precio spot horario en el nodo correspondiente.

El Transporte por razones tecnológicas que se relacionan con las economías de escala que no facilitan la competencia, es monopólica y está sujeta a una intensa regulación. La Distribución es también una concesión regulada. El suministro de toda la demanda de energía eléctrica en un área de concesión de distribución es obligatorio y se establecen la responsabilidad por los estándares de calidad y los esquemas de precio.

Los Agentes Del Mercado Eléctrico

Las actividades de Generación, Transporte y Distribución se desarrollan a través de lo que se denomina “agentes del mercado” los cuales tienen derechos y obligaciones. Los agentes del mercado son “el generador”, “el transportista”, “el distribuidor”, “el gran usuario”. “el comercializador”.

El modelo además de los 3 agentes: generador, transportista, distribuidor, creó dos nuevos a saber: Los Grandes Usuarios son consumidores finales pueden contratar su abastecimiento directamente con los generadores o comercializadores, pagando el peaje correspondiente por la utilización de los sistemas de Transporte y Distribución. Estos usuarios pueden abastecerse ya sea a través del distribuidor de su área (forma tradicional), o comprar directamente a un Generador o Comercializador

La ley 24065/92 creó el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que se administra a través de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S. A –CAMMESA.- Sus principales responsabilidades son: • Despacho de la generación y cálculo de precios en el Mercado Spot. Operación centralizada en tiempo real del sistema eléctrico. Administración de las transacciones comerciales en el mercado eléctrico.

La compañía es una sociedad cuyas acciones pertenecen a los diferentes agentes del mercado eléctrico (Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios) y a la Secretaría de Energía. Cada una de las partes tiene el 20% de las acciones. La presidencia es ejercida por el Secretario de Energía. En lo que hace a las transacciones, el MEM tiene los siguientes componentes:

Un Mercado a Término, caracterizado por transacciones entre dos partes, con cantidades, precios, términos y condiciones libremente pactados entre ellas. Un Distribuidor puede contratar cualquier porcentaje de su demanda. La demanda no contratada en el Mercado a Término es comprada en el Mercado Spot a Precio Estacional.

Un Mercado Spot, con precios variables calculados cada hora. La programación real de la generación, es llevada a cabo por CAMMESA, sin tener en cuenta los contratos. La diferencia, positiva o negativa, entre la energía que debe entregar un Generador por contratos y la energía que realmente produce de acuerdo al despacho de CAMMESA, se comercializa en el Mercado Spot.

Obligación de abastecimiento y Conformación de las Tarifas

La obligación de abastecimiento del distribuidor, en el marco del modelo regulatorio establecido por la Ley 24.065 está referida a la responsabilidad de abastecer dentro de su área de concesión a los usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente. Consecuentemente el distribuidor está claramente eximido de dicha responsabilidad respecto a los Grandes Usuarios. Las señales económicas que emergen de esta obligación, están orientadas hacia la expansión de la generación y del transporte, necesaria para abastecer la demanda de los usuarios cautivos. Las tarifas están conformadas por dos términos, el primero es variable y está representado por el precio estacional de compra en el MEM que incluye el costo de generación y transporte más las pérdidas reconocidas de distribución. El segundo término es prácticamente fijo y corresponde al valor agregado de distribución (VAD) que remunera la actividad de distribución, valor que se actualiza semestralmente con índices de inflación de Estados Unidos.

Las modificaciones a las condiciones primordiales de los contratos de concesión

Desde la crisis del 2001, sectores oficiales y distintos consultores especializados advertían sobre ciertos problemas, que debían ser resueltos en el corto plazo para evitar consecuencias negativas en el mediano y largo plazo. Los principales motivos de alerta en el ámbito que involucra el presente trabajo eran:

Generación: En el sector de generación se observa una disminución de los precios spot, que desde la implantación del modelo, ha sido constante. Se nota una desaceleración en la cantidad de nuevos proyectos. La rentabilidad actual de este sector no aparece como interesante para atraer nuevos proyectos. No hay a corto y mediano plazo nuevos estudios para el ingreso de generación. El aumento de la demanda interna se mantenía hasta fines de 2001, en el orden del 5% anual. En este escenario, que combina una demanda creciente con una pobre rentabilidad del negocio de generación, hacen que la situación sea cuanto menos preocupante y con consecuencias claras: i) Potencial riesgo de desabastecimiento ii) problemas financieros para las empresas; iii) eventuales quiebras y absorciones; iv) concentración del negocio en pocos actores; v) ventajas competitivas para actores con reservas de gas

Afectación a la seguridad jurídica

En los tres segmentos se evidencia un eje común: la discrecionalidad y/o arbitrariedad que significa la modificación no consensuada de las reglas del juego con que se hicieron las privatizaciones y se acordaron los Contratos de Concesión afectándose con ello la seguridad jurídica. Ante ello se debe entonces ser muy prudente y reflexionar seriamente sobre la política que se está aplicando, pues el servicio eléctrico es de tal importancia que no se puede correr ningún riesgo que ponga en duda una prestación continua y eficiente.

- **La ley 25561 (Ley de Emergencia Pública). La introducción de cambios en las reglas de juego.**

La profunda crisis económica, social y política sin precedentes en Argentina ha introducido importantes cambios en la organización económica del país. La sanción de esta Ley en enero del 2002, introdujo profundos cambios en relación contractual con las Empresas, produciendo virtualmente la ruptura de los contratos. La misma estableció la salida de la convertibilidad vigente en Argentina por más de 10 años, estableciendo la pesificación y congelamiento transitorio de las tarifas de los servicios públicos concesionados.

Si bien la ley tiene alcances que afectan a toda la actividad económica del país, hay tres puntos fundamentales que afectan a las Empresas de servicio públicos en general: i) la “pesificación” a la paridad un dólar igual a un peso de las tarifas originalmente consignadas en dólares estadounidenses; ii) la prohibición de indexar las mismas; iii) la renegociación de los contratos debiendo considerarse: 1) el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos; 2) la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente; 3) el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios; 4) la seguridad de los sistemas comprendidos; y 5) la rentabilidad de las empresas. Por otra parte se impide alterar o incumplir las obligaciones contractuales. Esta ley de orden nacional trata solo los servicios públicos de jurisdicción nacional, dejando a las provincias la opción de adherirse; cosa que han hecho la mayoría.

Reordenamiento Sectorial e Institucional

Claro es que debe imponerse la revisión y reforma de la legislación que rige al Sector Eléctrico (Ley 15.336 y Ley 24.065 y de una cantidad de normas complementarias).

La situación de confusión institucional se traslada al funcionamiento del actual Ministerio de Energía y los Entes Reguladores. **La aplicación de tarifas que no representan los costos de los servicios y productos energéticos origina dos efectos negativos para el sector. Por un lado, inhibe la inversión genuina en la oferta y por el otro, promueve hábitos de derroche en el consumo de los usuarios finales.**

Se evidencia asimismo la falta de transparencia en el funcionamiento sectorial que afecta el seguimiento y análisis de la actividad. Los organismos públicos no difunden información energética integral, con una periodicidad preestablecida y que por otra parte sea confiable.

Como lo hemos manifestado anteriormente, no se cuenta con una Planificación Energética de mediano y largo plazo, inserta en Políticas de Estado acordadas entre los distintos actores sociales y políticos.

Alentar los desarrollos regionales dentro de nuestro país, abordando criterios para generar la autosuficiencia de las distintas áreas eléctricas, terminando asimismo aquellas líneas de alta tensión (LAT) necesarias para abarcar toda la geografía nacional con el Sistema Interconectado.

Estabilidad de la regulación del sector

Los principios rectores que sustenten la política del sector eléctrico se deben caracterizar por tener una estabilidad y consistencia en el tiempo. Las principales modificaciones deben apuntar a resolver problemas relacionados con distorsiones y rezagos de inversiones en los segmentos de transmisión y generación, garantizar la seguridad del suministro y fortalecer la institucionalidad del sector. Debe mantenerse el esquema de mercado en la generación comercialización, agregándose más competencia en el mercado de contratos de suministro y en las intervenciones de mercado. Una tendencia de eso lo muestra la promoción de las ERNC.

Propuesta de Reforma. Objetivo

El Objetivo de la presente propuesta es lograr que la energía del país sea confiable, sustentable, inclusiva y de precios razonables, con una matriz eléctrica diversificada, equilibrada y que garantice al país mayores niveles de soberanía en sus requerimientos energéticos. Para ello, es necesario impulsar políticas y acciones para avanzar en cambios sustanciales en los próximos años.

La experiencia estudiada de los mercados comparados, evidencia la necesidad de contractualizar el mercado eléctrico. Ello implica que toda la energía que se consume deba estar respaldada en un contrato de suministro.

Debe tenerse presente que dada la significativa magnitud que representan los contratos de suministro para clientes regulados dentro del mercado de contratos, la manera en que las licitaciones incentiven la incorporación de nueva capacidad, incidirá fuertemente en el desarrollo del sistema eléctrico. En particular, el logro de atributos deseables y necesarios para el sistema eléctrico, tales como eficiencia en la generación eléctrica, competencia en el sector, seguridad en el suministro, diversificación de las fuentes de energía y sustentabilidad del parque generador, serán posibles de alcanzar en la medida que el mercado de contratos de los clientes regulados propenda a ellos. En tal sentido, el Estado no puede restarse en la participación del diseño de estos procesos de licitación, que proporcionan un medio relevante para asegurar el cumplimiento de dichos objetivos, puesto que es el Estado el responsable final del funcionamiento del servicio eléctrico para los usuarios del país.

La obtención de un contrato de suministro que dé mayor certeza en cuanto a los ingresos, resulta ser un elemento fundamental para concretar la instalación de nuevos proyectos de generación, pues de la existencia de contratos depende fuertemente el otorgamiento del financiamiento necesario para materializarlos. El desarrollo de procesos de licitación orientados por parte de empresas distribuidoras únicamente a la obtención del respaldo de suministro contratado, sin lograr incorporar medidas que incentiven el ingreso de nuevos y adecuados proyectos de generación, ha tenido efectos en una expansión más restringida del parque de generación. De esta manera, resulta de gran importancia que el Estado vele por un diseño apropiado de las licitaciones de suministro para clientes regulados, que permiten viabilizar la incorporación de nuevos actores y centrales de generación al mercado que se encuentren alineados con los objetivos antes mencionados.

Acciones necesarias. Propuesta de reforma

A efecto de lograr el objetivo propuesto **es necesario reforzar la seguridad y competencia en el abastecimiento eléctrico para el país, posibilitando la incorporación de nuevos actores y proyectos de generación eléctrica.**

La solución ideada se basa en cambiar el sistema de fijación de precios existente determinado por el Estado al cliente regulado, **por uno donde el precio es determinado por la oferta que realizan las empresas generadoras en procesos de licitaciones desarrollados por las compañías distribuidoras.**

Este sistema permitirá a los desarrolladores de proyectos de generación **rentabilizar a largo plazo sus instalaciones, mediante contratos de suministro celebrados con las concesionarias de distribución a precios fijos, estables y debidamente indexados de acuerdo al combustible elegido para suministrar los contratos y por períodos de tiempo relativamente largos, de hasta 20 años de duración.**

A tales efectos y tal como lo demuestra la efectividad de la experiencia Chilena, es preciso establecer que las **distribuidoras liciten sus suministros a clientes regulados, con una antelación mínima de 3 años, para permitir la entrada de nuevos proyectos y oferentes al mercado eléctrico argentino.**

Asimismo, de observarse una desviación de los precios ofertados se propone en un futuro la posibilidad de constituir un valor máximo o precio máximo, **por encima del cual no podrán presentarse las ofertas de las empresas generadoras**, el cual deberá fijarse semestralmente por CAMMESA junto con el precio de nudo. Ello a efectos de una protección de los clientes del mercado regulado, que podría enfrentar condiciones de escasa oferta o baja competencia, con precios muy altos que durarían varios años. A tales efectos, resultará necesario plasmar la metodología del cálculo propuesto en la propia ley, para de esa forma dar señales claras a los generados que liciten dentro de este escenario. En el caso de Chile, actualmente la metodología de cálculo del precio techo está influido por precios de mercado ya fijados y no basados en el costo de desarrollo de largo plazo. Además se prevé un mecanismo de alza en el precio techo (hasta un 15%) para cuando no se hubieran recibido ofertas en las licitaciones respectivas o éstas hayan sido declaradas total o parcialmente desiertas.

Despejadas las principales incertidumbres para la inversión, el régimen de contratos será la regla absoluta en el mercado de los clientes regulados.

Respecto a la confección de las bases de licitación, se entiende que las Distribuidoras poseen ventajas comparativas para la confección de las bases de licitación, por ello se propone dejar la iniciativa de la confección de estas bases a las Distribuidoras, con la aprobación previa de la Secretaría de Energía. Esto se apoya en el supuesto de que las Distribuidoras son las más idóneas para la elaboración de las Bases, debido a su mayor conocimiento de las necesidades de consumo y de demanda de los clientes regulados, así como la idea que las Distribuidoras, siendo un negocio de “pass through” (traspaso de costos) en relación al precio de energía cobrado al cliente regulado, por lo que cuentan con los incentivos para buscar los mejores precios finales posibles.

Con la propuesta de modificación, se pretende eliminar los principales desincentivos y trabas a la contratación de largo plazo en el mercado eléctrico, especialmente en el mercado de los clientes regulados. La experiencia chilena demuestra que el máximo instrumento de estabilización de precios que consagró la ley son los contratos de suministro con una vigencia de duración o plazo de hasta 15 años, con indexadores específicos elegidos por los oferentes de un set establecido previamente en las bases.

Se advierte la necesidad del Rol activo del Estado en la conducción, dirección y orientación de largo plazo del sector, y en el establecimiento de las condiciones conducentes a un desarrollo energético seguro, sustentable, equitativo y a costos razonables.

En consecuencia los principales **CAMBIOS REGULATORIOS** apuntan a:

- Introducir licitaciones de suministros para clientes regulados de empresas Distribuidoras, y crear un mecanismo para evitar que los precios aplicables a los clientes finales regulados de las distintas distribuidoras de un sistema eléctrico se distancien significativamente. Puede seguirse el sistema impuesto por la legislación Chilena, a través de la sanción de la Ley N° 20.018 del año 2005.
- Perfeccionar el marco legal vigente con el objeto de resguardar la seguridad del suministro a los clientes regulados y la suficiencia de los sistemas eléctricos, para lo cual tenemos lo instaurado por la Ley N° 20.220 del año 2007 también en Chile.
- En ese contexto, el marco deberá disponer que:
 - Cada distribuidora debe disponer del suministro de energía de a los menos los próximos 3 años.
 - Los contratos de suministros deben ser obtenidos mediante licitaciones, las cuales deben ser: públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes.
 - Se establece que las distribuidoras se pueden coordinar para licitar el conjunto de su demanda (agregada).
 - Las bases de las licitaciones las deben elaborar las propias distribuidoras, previa aprobación de la Secretaría de Energía de la Nación.
 - Los contratos licitados no deben exceder de un periodo de 20 años.
 - Posible existencia de un umbral que representa el porcentaje máximo de los requerimientos de energía para clientes regulados a negociar en cada contrato. El precio de la energía presentado por el oferente en la licitación no puede ser superior a un umbral calculado en base al precio nudo de corto plazo.
 - Para los contratos negociados mediante una licitación el precio de la potencia no se actualizará en cada cálculo de precio nudo, sino que se indexará según una fórmula previamente establecida.
 - La licitación se adjudica por menor precio.
 - La indexación de los precios de energía y potencia pueden ser definidas tanto en las bases, como en las mismas ofertas de los generadores.
- El modelo diferenciará precios entre energía nueva y energía vieja, ya que los actores del mercado tienen distintos niveles de riesgo y eso puede repercutir en los precios ofertados.
- La adjudicación será bajo esquema de precios Pay-as-bid, en el que se paga a los oferentes adjudicados el mismo precio que ofertaron.
- La licitación será en función de bloques de demanda de forma conjunta.
- Respecto a la POTENCIA, se determinará el precio de nudo vigente al momento de la licitación, dicho precio se mantendrá durante la vigencia del contrato, pudiéndose aplicar las cláusulas de indexaciones determinadas.
- En el segmento de generación coexisten un mercado spot basado en un despacho centralizado según costos variables crecientes (del que se deriva el costo marginal de largo plazo) y un mercado de contratos en el cual las empresas generadoras comercializan la energía suscribiendo contratos de suministro con las empresas distribuidoras y con grandes clientes industriales. En particular, los montos y precios de suministro y empresas generadoras y distribuidoras para clientes regulados se establecen en contratos de largo plazo (20 años) obtenidos a partir de licitaciones reguladas, abiertas públicas y transparentes. En el caso de los grandes clientes, los montos y precios de suministro deben ser establecidos en contratos acordados entre las partes o surgir de procesos licitatorios no regulados realizados por estos clientes.
- Debe remunerarse la potencia que cada central aporte para abastecer la demanda de punta

- Respecto al MERCADO SPOT se mantendrá el esquema vigente.

Descripción de los procesos:

- Las distribuidoras concesionadas tienen que asegurar el consumo de energía a sus consumidores regulados a lo menos para los siguientes 3 años, para esto deben tomar en cuenta la proyección de la demanda de los consumidores más la propia capacidad de generar energía.
- Se deberá hacer un llamado de licitación para abastecer a los clientes regulados, y así con el resultado de la licitación, sumado a los contratos y la propia capacidad de generación, poder abastecer al consumidor regulado por los próximos 3 años.
- Las licitaciones son públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes. La información de las ofertas se publicará en un medio electrónico para que las ofertas realizadas sean de conocimiento libre. Las distribuidoras pueden asociarse para realizar la licitación en conjunto por la suma de los suministros a contratar de cada una de ellas.
- Las bases de las licitaciones deberán ser fijadas por las distribuidoras, previamente aprobadas por la Secretaría de Energía, y deberán especificar los puntos donde se efectuará el suministro, la cantidad y el período de suministro que cubrirá la oferta.
- Las licitaciones para abastecer consumos de clientes regulados no pueden incluir el consumo de clientes no regulados. El reglamento establecerá el porcentaje máximo de la energía para los clientes regulados a contratar en cada contrato y este límite no puede ser superado por lo que el plazo de los contratos debe ser coordinado.
- La seguridad y calidad del servicio que se establece para cada licitación, deben ser homogéneas (según lo fije la normativa) y no discriminatorias para los oferentes. Todos deberán tener las mismas reglas y condiciones. Los oferentes, por otro lado, no podrán ofrecer regalías o beneficios adicionales al suministro.
- El reglamento establecerá los requisitos para ser un oferente y las garantías que este debe entregar para asegurar tanto el cumplimiento de la oferta entregada como del contrato de suministro que suscriba (garantías, informe de riesgo institucional, etc.).
- El período de suministro lo especifica la base de la licitación y no puede ser mayor a 20 años, así como el precio de la energía que ofrece el oferente de acuerdo a dichas bases. El precio de la potencia durante el contrato, será el fijado en el decreto de precio de nudo vigente al momento de la licitación. Las formulas de indexación para la energía y potencia serán fijadas por la Secretaría en las bases de la licitación, pero si estas bases lo permiten, el oferente pueden elegir las respetando las condiciones de las bases. La indexación de la energía debe incluir la variación de los costos en los combustibles y otros insumos de importancia para la generación de ésta. En el caso de la potencia, la indexación debe reflejar la variación de los costos de inversión de la TURBINA GAS DE PUNTA para generar potencia durante las horas de demanda máxima. Dicha indexación se realizará a partir de los valores de las monedas más representativas del origen de esa unidad generadora, y se reajustarán las monedas, para mantener el poder de compra en sus respectivos países.
- La licitación se adjudicará al oferente con el precio más bajo de la energía.
- En el caso que se establezcan topes, cada licitación el valor máximo de las ofertas será el límite superior de la banda del precio de mercado, vigente en el momento de la licitación incrementado en un 20%. Al declararse desierta una licitación cuando se abren las ofertas se debe hacer otra licitación 30 días después de declararla desierta y siendo así, tal como se implementó en Chile la

Secretaría de Energía podrá acordar aumentar la banda en un 15%. Esto se hace hasta que se adjudique la licitación o hasta que esté vigente el nuevo decreto de precios nudos, el que define el nuevo precio máximo de la energía.

- Cada generador tendrá la exigencia de justificar sus ofertas con capacidad instalada o proyectos. Sin embargo, los incentivos por potencia firme quedan al margen de las licitaciones y siguen pagándose independientemente. De esta forma, los oferentes tendrán exigencias en la licitación:
 - ✓ Adquirir las Bases del Llamado de Licitación
 - ✓ Deben dar garantías de energía y potencia firme
 - ✓ Montos de energía firme en base a los últimos 5 años y estimada para los próximos 20 años.
 - ✓ Montos de potencia reconocidos en la remuneración de potencia vigente en los últimos 5 años y estimada para los próximos 20 años.
 - ✓ Relación producción propia/contratos libres y regulados para últimos 5 años y estimada para los próximos 20 años.
 - ✓ Los bloques de energía a licitar se dividen en bloques fijos y variables. Ellos conformarán bloques de Suministro de Energía, que serán divididos en Sub Bloques.
 - ✓ Las ofertas son referidas a cada bloque de suministro y los precios y cantidades sólo serán válidos para el bloque ofertado.
 - ✓ El generador podrá ofertar por más de su capacidad firme (la cual debe justificar), pero sólo quedará comprometido por un monto igual o menor a dicha capacidad.
- Para hacer la casación de precios se utilizará un Mecanismo de adjudicación conjunta donde participan todos los bloques de suministro de varias empresas (generalmente de un mismo grupo económico). Estas empresas se unen para licitar sus bloques, sin embargo los contratos que suscribirán serán independientes para cada empresa.
- Para cada bloque se conforma su respectiva curva de oferta y se calculan los precios medios de las curvas de oferta.
- En el caso que resulte aplicable a futuro, el precio techo es el precio límite que tendrá un proceso de licitación. Las ofertas que exceden este precio son eliminadas por lo que los precios adjudicados serán necesariamente menores a este techo. Este precio tope no debe ser superior al precio nudo vigente (precio nudo corto plazo), incrementado en 20%.
- El precio techo busca flexibilizar el precio, en el caso de que no sea suficientemente atractivo para los inversionistas.
- En el caso de que la licitación se declare desierta, esto es, no existan ofertas suficientes que cumplan las condiciones del proceso, se convoca a una nueva licitación, dentro de los 30 días siguientes, con un incremento de hasta un 15% en la banda.
- Es importante destacar que la existencia del precio techo reconoce imperfecciones: en teoría no sería necesario si la subasta estuviera bien diseñada y la competencia es perfecta.

Con ello, se pretende asegurar suministro bajo contrato para la totalidad de los clientes regulados; Obtener precios competitivos en un mercado preferentemente de largo plazo; Garantizar el cumplimiento de los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico.

El suministro al cliente regulado es un servicio público, por ello el Estado debe velar, supervisar y propender que éste sea confiable, sustentable, inclusivo y a precios razonables. En consecuencia, la actividad económica que conlleva la licitación de energía y su respectivo contrato de adjudicación, debe ser regulada adecuadamente por el interés público envuelto en ella.

Asimismo, la propuesta se basa en el convencimiento técnico que el mecanismo de licitaciones públicas para obtener el suministro y determinar el precio de energía para los clientes regulados, es un mecanismo adecuado para permitir el funcionamiento de un mercado dinámico y competitivo del segmento generación. Por ello, sobre la base de la experiencia de aplicación del mecanismo, del aprendizaje de otros países de la región que contemplan mecanismos comparables (Brasil y Perú) y los objetivos reseñados la propuesta realiza ajustes al mecanismo contemplado en nuestra legislación. **Dichos ajustes tienen como uno de sus ejes principales fomentar la competencia del mercado de generación eléctrica, mediante la incorporación de nuevos actores y fuentes de generación que perfeccionen el funcionamiento competitivo de este mercado.** Estas condiciones permitirán reducir los precios para los clientes regulados en el largo plazo y mejorar las condiciones de abastecimiento energético nacional en su conjunto.

Antecedentes

La energía tiene un papel esencial en la vida social y económica de los países. El funcionamiento de las sociedades modernas depende por completo de su disponibilidad: las actividades productivas y cotidianas (educación, esparcimiento o transporte) requieren de una adecuada provisión y acceso a diversos tipos de energía. Para países en desarrollo, que buscan mejorar sustancialmente el nivel de vida de la población, el papel de la energía es aún más vital, pues no es posible un crecimiento económico sólido sin una energía segura y con costos adecuados.

En el caso particular de los mercados mayoristas eléctricos, nuestra experiencia y los argumentos presentados, estarían demostrando que la obligación de establecer Contratos a largo plazo entre Distribuidores y Generadores, –y como consecuencia, también entre generadores térmicos y productores de gas–, que aseguren a largo plazo el abastecimiento del 100% de la demanda, y el obligar mediante la misma regulación a que estos contratos deban ser realizados con la anticipación necesaria para convertir en “Contestable” este mercado, parecerían formar parte de los límites superior e inferior de la cantidad de regulación para tener la certeza que podrán ser tomadas por la sociedad todas las ventajas de la desintegración vertical y la introducción de competencia en algunos tramos de la respectiva cadena de valor, –la producción de gas y la generación eléctrica–, decididas previamente por los reguladores.

Tal como ha expuesto el Ing. Badaraco en sus distintos artículos, en UK un seminario europeo de reguladores en el LSE, concluía en 2005 que un mercado mayorista eléctrico, no podía funcionar en condiciones “spot” a menos que se formara un oligopolio, o, que la autoridad regulatoria estableciera un elevado pago por capacidad. Es decir, o los productores o el Estado debían controlar precios e ingresos, porque en caso contrario no habría más inversiones. De igual forma se han visto otras dificultades para liberalizar los mercados de larga distancia en telefonía y las rutas aéreas y la necesidad de mantener “conferencias” de fletes.

Frente a inconvenientes similares, el Gobierno de Chile modificó en 2005 la regulación de la industria eléctrica, -que había sido sujeta a competencia spot en el mercado mayorista y privatizada en los años '80-, obligando a los distribuidores a contratar la totalidad de la demanda a largo plazo y con varios años de anticipación, para evitar los costos asociados a un potencial desabastecimiento, manteniendo así la competencia en el ámbito de la generación, pero comprendiendo que la misma solo puede tener

resultados eficientes en condiciones contractuales de largo plazo, porque este mercado es muy intensivo en capital y requiere excedentes de capacidad de elevado costo para asegurar el abastecimiento durante períodos de máxima demanda y oferta parcialmente indisponible.

En estas cadenas de valor donde el precio del producto final está integrado en un 80% a 90% por costo de capital, **no es posible obligar por medio de la regulación** a competir solo por precio, día a día, y mucho menos en los casos en que deban existir reservas bajo la forma de excedentes “estructurales” de capacidad y donde por sus características, –como es el caso de la energía eléctrica o el gas natural–, la diferenciación no es posible. La observación empírica muestra que en estos casos solo es sustentable un mercado donde la competencia se da en el largo plazo, –ningún Directorio aprueba balances con pérdidas a cinco o diez años–, en tanto que si se compite en base a costos marginales de corto plazo, la totalidad de la industria se ve impulsada a la depredación, a la formación de cárteles y **finalmente a la intervención del Estado sobre la base de normas de “defensa de la competencia”, cuando en realidad, habría sido el mismo Estado, con su regulación previa de concurrencia obligatoria a mercados de competencia a corto plazo, el que ha inducido los comportamientos y resultados que luego procura combatir.**

Muchos de estos bienes o servicios requieren excedentes “estructurales” de capacidad porque tienen demanda aleatoria, no es posible acumular stocks, y solo pueden ser útiles para quienes los demandan si existe una probabilidad cercana al 100% de que estén disponibles cuando se los requiere

En el caso ya comentado del nuevo marco legal de Chile para la industria eléctrica, se tendría entonces como ventaja que este mercado sería “contestable”, situación que según Baumol puede asimilarse a la competencia perfecta, porque no solamente surge de los competidores existentes, sino también de los potenciales con interés en ingresar. **Este mecanismo sería una señal adicional del regulador para que las empresas existentes no intenten hacer uso de su poder de mercado para “formar” precios más elevados de lo necesario en las licitaciones.** Simultáneamente, se estaría evitando la acción negativa de los free riders que, en un mercado spot, podrían ingresar a corto plazo a estos mercados con su equipamiento existente, obligando a todos quienes deseen invertir a buscar tasas de retorno mucho más elevadas para justificar el riesgo asumido y/o conduciendo a todo el mercado hacia las situaciones que Lester Telser caracterizó como de “empty core”.

En el caso particular de los mercados mayoristas eléctricos, la obligación de establecer contratos a largo plazo entre distribuidores y generadores, –y como consecuencia también entre generadores térmicos y productores de gas y/o el combustible apropiado–, que aseguren a largo plazo el abastecimiento del 100% de la demanda, y el obligar mediante la regulación a que estos contratos deban ser realizados con la anticipación necesaria para convertir en “contestable” este mercado, parecerían formar parte de los límites superior e inferior de la cantidad de regulación para tener la certeza que podrán ser tomadas por la sociedad todas las ventajas de la desintegración vertical y la introducción de competencia en producción de gas y generación eléctrica.

Debe considerarse que la sola existencia de un mercado spot, con elevado riesgo de no recuperar **la inversión en el largo plazo frena el ingreso de nuevos competidores, lo cual acentúa la existencia del oligopolio.** Para que el mercado sea “desafiable”, es decir para que muchos quieran ingresar, deben poder hacerlo en condiciones de rentabilidad mediana pero con alguna seguridad.

Esta incertidumbre con respecto a los ingresos durante el período de repago de una nueva inversión, frena el ingreso de nuevos inversores dispuestos a “desafiar” a los existentes y acentúa las características oligopólicas de un mercado cuando ya lo es.

Los análisis realizados sobre distintas publicaciones evidencian la correcta elección que han hecho las autoridades de Brasil, Chile y Perú al establecer como obligatorias distintas formas de contratación a largo plazo para asegurar que la demanda estará abastecida en condiciones favorables para los clientes.

Con distintas variantes, los reguladores de estos países de la región habrían comprendido, luego de aproximarse a potenciales crisis de abastecimiento, que los inversores y fundamentalmente, todos los que aportan financiación para nuevas centrales de generación, no están en condiciones de convencer a sus directivos y accionistas con respecto a la conveniencia de ofertar nuevas inversiones o equipos u ofertar financiación de bajo costo, a menos que un contrato a un plazo suficientemente largo —como para permitir una financiación que haga competitiva a la nueva central— pueda repagar el costo inicial de la misma. La experiencia de estos países, al igual que la realizada luego de 1998 en Argentina indica que cuando esa situación no se da los inversores se retraen y un mercado que muestra tasas de crecimiento sostenidas enfrenta rápidamente situaciones con riesgo de desabastecimiento.

Los expertos son contestes en sostener que el formato definitivo de la regulación destinada a impulsar la contratación a largo plazo no tiene por qué ser igual en cada mercado. Si bien no existe aún suficiente experiencia acumulada, se sabe que dependerá de distintos aspectos como las tecnologías preponderantes —hidráulica o térmica—, el abastecimiento de combustible, la fluctuación en las condiciones climáticas o la hidrología que alimenta a las centrales hidroeléctricas, etc.. Pero si bien con prudencia, para evitar variaciones bruscas en los precios de un insumo esencial para las familias y el desarrollo industrial de cualquier nación, los mercados de la región han evolucionado hacia esta regulación que hace previsible en un extenso horizonte y para todas las partes, incluyendo el Gobierno, la evolución del abastecimiento eléctrico y el precio del mismo.

El mercado eléctrico se caracteriza por la necesidad de contar con excedentes de capacidad.

El mecanismo establecido por el Marco Regulatorio para la formación de precios en el mercado mayorista y para su posterior traslado a los clientes, ha impedido la concreción de contratos a término a largo plazo.

El Mercado a Término no puede funcionar actualmente porque la señal de precios está dada por el precio estacional (Spot) que es inferior al precio rentable y además decreciente

Como vimos es necesaria la presencia de contratos, de largo plazo y obligatorios, para restablecer las condiciones que permitan recuperar los costos del capital, manteniendo simultáneamente la libertad de acceso y la libertad de precios.

Por ello es necesario lograr la previsibilidad y estabilidad el mercado eléctrico mayorista

Tres variables relevantes son el costo variable de producción, los costos de operación y mantenimiento y en especial la inversión específica por Kw. de nueva potencia instalada.

En especial para las áreas no monopólicas del Sector (Producción de Gas y Generación eléctrica) y tal como ocurre en todo sector industrial donde el Costo de Capital es el más relevante, una elevada imprevisibilidad de producción física e ingresos financieros **conduce a mayor costo en la financiación de la expansión y el mayor costo financiero conduce a su vez a un mayor costo de la energía para los Clientes.** La experiencia Argentina indica que un Mercado Spot dificulta la obtención de financiación de bajo costo y empeora la relación entre equity y deuda en los proyectos.

Todos los Generadores, independientemente de su ubicación geográfica y su tecnología, aspiran a mantenerse a largo plazo dentro de un cierto rango de participación en el mercado, para lo cual es necesario:

- Tener la posibilidad de poder financiar la propia expansión en forma proporcional al crecimiento de la demanda acudiendo a mercados financieros. (El nivel de precios debe ser compatible con los costos de expansión) y los ingresos deben ser previsibles según los criterios que los Bancos consideren aptos para otorgar financiación de bajo costo.
- Volumen físico de ventas y precios estables en el largo plazo, dentro de un cierto rango, en tanto no se introduzcan innovaciones tecnológicas sustanciales.
- Que las regulaciones permitan mantener a los inversores en Generación en el mercado argentino, la competitividad necesaria para enfrentar con éxito el desafío de la integración eléctrica regional en Generación eléctrica.

Consideraciones finales

El mercado estancamiento en la inversión en generación de energía en los últimos años, deja en riesgo el abastecimiento de la demanda futura. Por ello es necesaria la inmediata intervención por parte del Gobierno, incentivando la inversión proponiendo se establezca la obligación en cabeza de las Distribuidoras de licitar sus contratos de abastecimiento eléctrico.

Con estas medidas se busca disminuir la importancia del costo marginal como señal de mercado. **Ese costo es muy volátil para una adecuada señal de expansión.** De igual forma, se busca aumentar la importancia de señales de largo plazo que incorporen las reales expectativas de costos de generación de los propios productores. También incentiva la construcción de capacidad con contratos de largo plazo y permite el manejo del riesgo para la distribuidora, asegurando los contratos de abastecimiento. **En general se busca dar una señal de estabilidad al sistema**

El mecanismo de licitación dará la posibilidad de contratar el 100% de los requerimientos de energía, con la condición de que los generadores deben garantizar sus ofertas. La competencia desarrollada entre generadores permitirá precios competitivos, abiertos y públicos. Todo esto bajo la base que los ganadores deben tener el tiempo suficiente para llevar a cabo sus inversiones y las licitaciones deben ser estandarizadas (licitaciones de bienes homogéneos o iguales).

Es importante definir en una licitación si se utilizará un modelo discriminatorio de precios, esto es, si se pagará diferente la energía de acuerdo a determinadas situaciones. En el mercado existen actores con capacidad instalada y que se supone que ya ha sido costeadada a lo largo de los años. Se dice que estos generadores producen energía vieja. Los nuevos actores del mercado deben proyectar inversiones y asumir los riesgos de la puesta en marcha. Estos nuevos actores proveerán energía nueva. La energía nueva supone recuperar los costos de los combustibles, más los costos del capital con contratos a largo plazo. Por su parte, la energía vieja sólo supone recuperar los costos de los combustibles (contratos a mediano plazo) porque los costos de inversión ya deben haber sido financiados. En un modelo de licitaciones debe quedar claramente definido si se diferenciará precios entre energía nueva y energía vieja, ya que los actores del mercado tienen distintos niveles de riesgo y eso puede repercutir en los precios ofertados.

Otro punto a considerar es el mecanismo a usar para el despeje de los precios. El proceso de licitación definirá de acuerdo al tipo de subasta elegido un esquema de precios Pay-as-bid, en el que se paga a los oferentes adjudicados el mismo precio que ofertaron, ya que la utilización de un esquema de Precio Uniforme, en el que se paga a todos los oferentes adjudicados el mismo precio en función del último adjudicado, podría desincentivar las inversiones.

Se propone agregar los bloques de demanda y realizar un proceso conjunto. Se entiende que el proceso conjunto podría presentar aprovechamiento de las economías de escala (para pequeñas distribuidoras).

Junto con la agregación de bloques es necesario también definir si se hacen procesos centralizados de subastas con licitaciones periódicas y uniformes con todos los agentes del mercado o procesos diferentes.

Y quizás una de las consideraciones más importantes debe ser si se utilizan bloques de demanda uniformes, esto es, si los bloques de energía a subastar serán estandarizados y no diferenciables. Esto permite que no haya preferencias de un bloque sobre otro y evita que ciertos bloques queden sin ser ofertados o con precios resultantes más altos.

- **Debilidades y posibles problemas**

Un posible problema se produce cuando alguna zona licitada se queda sin ofertas o las ofertas no cumplen con las condiciones de la licitación. Así, puede que no toda la demanda sea abarcada y se deberá hacer nuevos llamados de licitación para asegurar la totalidad del suministro, trayendo como consecuencia la elevación de los precios.

Los plazos de los llamados a licitación son un importante factor que influye directamente en el desarrollo del proceso. Como existirá obligación de suministro ante todo evento, si los plazos son cortos en general las generadoras prefieren no ofertar si no pueden asegurar que sus planes de expansión cubrirán la energía ofrecida. De esta forma evitan multas y se mantienen aversos al riesgo.

Plazos cortos en los llamados a licitación constituyen una gran barrera de entrada para nuevos inversionistas en el sector.

En el sistema Chileno se observa que a pesar de que los actores del mercado tienen distintos riesgos dependiendo si generan energía nueva o energía vieja, el sistema no hay diferencias entre ellos, situación que entendemos incorrecta. Esto se podría reflejar como alzas en el precio final obtenido, debido a que los nuevos deben financiar su inversión y hay una disparidad en la competencia.

Como ya se dijo, en el caso chileno los bloques no son uniformes. Los bloques son diferenciados y eso abre la opción de que haya preferencias entre bloques. Esto puede conllevar a licitaciones desiertas en ciertos bloques y altas diferencias de precios entre bloques. Junto con esto, no hay centralización de las licitaciones, lo que podría ser un beneficio en el proceso. Como desarrollaremos más abajo, la definición en Chile de bloques horarios aptos para licitaciones de solar y eólica, es una buena medida para las tecnologías de generación ERNC intermitentes, pues les permite ofertar solo en las horas en que presentan mayor capacidad de generación, reduciendo su exposición al mercado spot y permitiendo así ofertas más competitivas en estas horas.

Por último, consideramos apropiado que la regulación contemple agregación de la demanda lo que podría permitir ventajas con el aprovechamiento de economías de escala con la consecuente reducción de precios.

Bloques horarios en las licitaciones de suministro para clientes regulados

Los volúmenes de energía a licitar se dividirán en bloques que comprometerán suministro por hasta 20 años y durante las 24 horas del día (se destaca que esto último ha sido objeto de críticas por parte de generadores de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) en Chile, quienes han visto ese diseño como una barrera de entrada para participar en el mercado de los clientes regulados).

Es importante que el diseño de las licitaciones permita a todas las tecnologías aprovechar sus ventajas particulares, con el objeto de obtener las ofertas lo más competitivas posibles. En este sentido, es necesario que aquellas tecnologías capaces de generar continuamente puedan hacer ofertas condicionadas a que el suministro adjudicado sea durante las 24 horas del día. Junto con lo anterior, es necesario que el mecanismo de adjudicación sea tal que se minimice el precio medio de suministro al cliente final, es decir, considerando los precios y volúmenes demandados durante todas las horas del día, y no subconjuntos de ellas por separado.

En efecto, en el caso de Chile, el diseño inicial de bloques horarios, el en cual los volúmenes de energía a licitar se dividían en bloques que comprometerían suministro por hasta 15 años y durante las 24 horas del día ha sido objeto de críticas por parte de generadores de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC), quienes han visto ese diseño como una barrera de entrada para participar en el mercado de los clientes regulados). Ello conlleva a una propuesta basada en la división en cuatro bloques. Es así que en Chile, se han subdividido en los bloques horarios A, B y C, que corresponden respectivamente a las horas 23:00-7:59, 8:00-17:59 y 18:00-22:59, **los bloques B y C coinciden con las horas de mayor generación solar y eólica, respectivamente.**

Como hemos adelantado, la definición de estos bloques horarios es una buena medida para las tecnologías de generación ERNC intermitentes, pues les permite ofertar solo en las horas en que presentan mayor capacidad de generación, reduciendo su exposición al mercado spot y permitiendo así ofertas más competitivas en estas horas. Sin embargo, el diseño de la licitación no permite a otras tecnologías no intermitentes, tanto convencionales como no-convencionales, hacer ofertas en los bloques 1 y 2 que comprometan suministro por las 24 horas del día.

En efecto, el mecanismo de adjudicación establecido en las bases de licitación Chilena busca minimizar el precio del suministro separadamente para cada uno de los bloques 1-A, 1-B, 1-C, 2-A, 2-B y 2-C; no para los bloques 1 y 2 en su totalidad. Como adelantamos en el caso Chileno de los 4 bloques licitados, solamente los bloques 1 y 2, que representan conjuntamente hasta un 15,40% de la energía licitada, se han subdividido en sub bloques horarios A, B y C, que corresponden respectivamente a las horas 23:00-7:59, 8:00-17:59 y 18:00-22:59. Los sub bloques B y C coinciden con las horas de mayor generación solar y eólica, **respectivamente.** La definición de estos bloques horarios es una buena medida para las tecnologías de generación ERNC intermitentes, pues les permite ofertar solo en las horas en que presentan mayor capacidad de generación, reduciendo su exposición al mercado spot y permitiendo así ofertas más competitivas en estas horas. Sin embargo, el diseño de la licitación no permite a otras tecnologías no intermitentes, tanto convencionales como no-convencionales, hacer ofertas en los bloques 1 y 2 que comprometan suministro por las 24 horas del día. Por ello, es probable que las ofertas de los generadores de base privilegien los bloques 3 y 4, que no hacen distinción horaria del suministro, y además representan la mayor parte de la energía licitada.

Esto puede implicar un riesgo para las tecnologías de generación permanente (no intermitente), por cuanto podrían ser adjudicadas para dar suministro solo en algunas horas del día, lo cual las dejaría en dos condiciones posibles durante las horas restantes: deberán vender su generación al mercado spot, o bien, en un escenario de alta penetración de ERNC podrían no ser despachadas. En este contexto, es probable que las tecnologías de generación permanente, de presentarse a la licitación, incorporen este riesgo en sus ofertas a través del aumento en los precios ofertados, perjudicando así la competitividad del proceso.

Es importante que el diseño de las licitaciones permita a todas las tecnologías aprovechar sus ventajas particulares, con el objeto de obtener las ofertas lo más competitivas posibles. En este sentido, es necesario que aquellas tecnologías capaces de generar continuamente puedan hacer ofertas condicionadas

a que el suministro adjudicado sea durante las 24 horas del día. Junto con lo anterior, es necesario que el mecanismo de adjudicación sea tal que se minimice el precio medio de suministro al cliente final, es decir, considerando los precios y volúmenes demandados durante todas las horas del día, y no subconjuntos de ellas por separado.

En definitiva es fundamental, que las licitaciones de suministro de clientes regulados, en donde se jugará la mayor parte de la demanda regulada de la próxima década, que el diseño de las mismas eviten posibles alzas de precio o escasez de las ofertas. Se debe resguardar el objetivo principal de estos procesos: contratar toda la demanda y lograr los menores precios para los consumidores, resultando sumamente importante que este proceso se complete, a través de la concreción de los proyectos de generación y transmisión, fundamentales para el abastecimiento seguro y sustentable de la demanda eléctrica del país.

Localización del Proyecto

Recorrido

1. Se establecieron atributos limitantes.
2. Se creó una lista de lugares tentativos.
3. Se establecieron atributos ponderantes.
4. Se otorgó un valor relativo a cada atributo ponderante.
5. Se armó una matriz de ponderación conteniendo sitios y atributos.
6. Elección del sitio. Consideraciones finales. Estudios de factibilidad. EIA. Estudios Eléctricos.

Atributos Limitantes

De la gran extensión del territorio Argentino se descartaron las zonas donde no hay provisión de gas por caño troncal, esto descarta la zona del NEA.

Se considera importante también que el transporte de la energía generada no se vea limitado por saturación de líneas de AT o indisponibilidad de las mismas debidas a condiciones ambientales o demás imprevistos. De esta forma se descarta la instalación de la CTCC en las provincias de Santa Cruz y Chubut por depender sólo de la línea Puerto Madryn – Choele Choel de 500 kV. Por el mismo motivo no se tendrá en cuenta San Juancito (Jujuy) que solo está interconectado por la línea San Juancito – Cobos y Santiago (Santiago del Estero).

También se prefiere dar de baja la ubicación en la zona del Comahue debido a que esta es fuertemente exportadora y además tiene entrada prevista de generación para el año 2021. La misma situación se da en la zona de Cuyo, en especial con las EETT Río Diamante y El Cortaderal.

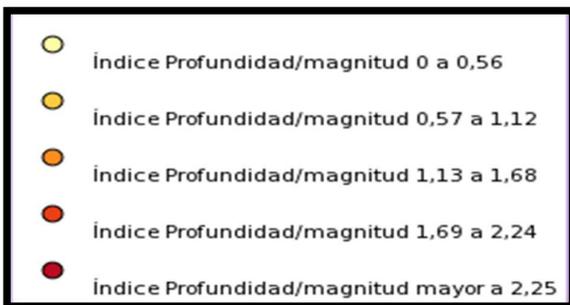
Otra condición es que la CTCC debe conectarse a una EETT de 500 kV (o doble terna de 220 kV) ya que la potencia a instalar será de 900 MW. Es decir que se considera como punto de ingreso al SADI a las EETT de 500/220/132 kV existentes a la fecha o en construcción y con fecha cierta de ingreso al sistema. No se tendrán en cuenta las líneas proyectadas o aún en licitación.

Esto deja fuera a puntos técnicamente atractivos como Viborata en la Costa Atlántica o Venado Tuerto en la zona Centro. En el **ANEXO 1** se listan las líneas y EETT en ejecución o proyectadas según el Plan Federal de ampliación de la Red de Transporte (fuente: Transener.com.ar)

Otro punto determinante (no ponderante) es la zona macro donde se ubicará la central. El área de emplazamiento e influencia de la CTCC no debe ser una zona turística, reserva natural o área protegida. Esto limitó las ubicaciones en las inmediaciones de Río Diamante (Mendoza), Río Grande, Embalse y Almafuerte (Córdoba).



Fig. 1 - Zonas Sísmicas de Argentina



Se excluyen también las zonas con más probabilidades de terremotos de gran intensidad tomando como medida su índice Intensidad/magnitud, estableciendo un valor límite mínimo de 1,69.

A continuación se pueden ver las zonas más comprometidas en Argentina (Fuente: Sismos históricos INPRES, Geoportal de la Secretaría de Energía). **Fig. 1**

De esta forma la zona del NOA queda fuera del primer análisis, especialmente las provincias limítrofes con Chile.

Sin embargo se considera prudente mantener a Salta (Cobos) y Tucumán (El Bracho) como alternativa válida.

El filtro Zonificación luego volverá a ser tenido en cuenta para definir la micro zona final de instalación.

De esta forma el listado de posibles puntos de conexión es el siguiente:

ET 500 kV	Provincia	Zona SADI
Abasto	Buenos Aires	GBA
Ezeiza	Buenos Aires	GBA
Gral. Rodríguez	Buenos Aires	GBA
Manuel Belgrano	Buenos Aires	GBA
Campana	Buenos Aires	GBA
Villa Lía 220 kV	Buenos Aires	GBA
Ramallo	Buenos Aires	GBA
San Nicolás	Buenos Aires	GBA
Arroyo Cabral	Córdoba	CENTRO
Malvinas Argentinas	Córdoba	CENTRO
Rosario Oeste	Santa Fe	LITORAL
Río Coronda	Santa Fe	LITORAL
Santo Tomé	Santa Fe	LITORAL
Gran Paraná	Entre Ríos	LITORAL
Colonia Elia	Entre Ríos	LITORAL
Henderson	Buenos Aires	BUE
Macachín	Buenos Aires	BUE
Olavarría	Buenos Aires	BUE
Bahía Blanca	Buenos Aires	BUE
Puelches	Buenos Aires	BUE
Cobos	Salta	NOA
El Bracho	Tucumán	NOA
Lavalle	Santiago del Estero	NOA

Sobre este primer listado se va a pasar un filtro con una serie de atributos ponderantes.

Atributos Ponderantes

Se llaman atributos ponderantes a una serie de características necesarias y deseables para definir la mejor ubicación posible que redunde en un despacho eficiente y competitivo.

A continuación una breve descripción de los atributos considerados de importancia, posteriormente se analizará en detalle cada uno de ellos:

- **Atributo I: Acceso a la Red Nacional De Gas Natural:** El objetivo es minimizar la longitud de la construcción de un gasoducto dedicado, por lo que se preferirá que la CTCC se ubique relativamente cerca de un gasoducto de gran capacidad, como se mencionó, este factor impone una restricción fuerte a la instalación en la zona del NEA.

- **Atributo II: Marcos Legales Ambientales:** El objetivo es cumplir con las regulaciones ambientales Nacionales, Provinciales y Municipales con la menor inversión necesaria en barreras y medidas de mitigación. Esto aplica a todos los impactos ambientales como ser contaminación sonora, concentración de gases tóxicos, contaminación visual y paisajística, tratamiento de efluentes y residuos. Se preferirán las Provincias con marcos normativos más permisivos con el tipo de instalación.
- **Atributo III: Zonificación:** En este caso el filtro Zonificación refiere a que la central no debe estar ubicada en o cerca de reservas naturales Provinciales o Nacionales, zonas protegidas o centros urbanos. Es considerado un ponderante ya que se puede solucionar moviendo la ubicación final unos kilómetros dentro de la zona. Este atributo está directamente relacionado la longitud de la línea de transmisión dedicada desde la CTCC hasta el punto de conexión (ET).
- **Atributo IV: Disponibilidad de agua:** Según el tipo de tecnología que se utilice el parámetro de calidad de agua en la zona toma mayor o menor grado de ponderación en nuestro análisis, es conveniente buscar lugares donde el agua tenga bajo contenido de minerales y bajo grado de dureza con el fin de abaratar los costos en instalaciones para tratamiento. Se preferirá el acceso a cursos de agua naturales antes que la perforación, almacenamiento y vertido. Este punto también está ligado a las normas provinciales ambientales referidas a Uso de Aguas Subterráneas.
- **Atributo V: Cercanía a la demanda:** Con el fin de minimizar las pérdidas asociadas y limitar los riesgos de indisponibilidad por Sistema de Transporte es que se preferirá ubicar la CTCC en las proximidades de la demanda.
- **Atributo VI: Cercanías a centros de distribución del combustible líquido:** Para disminuir el costo del transporte del gasoil, la CTCC debe estar lo más próximo posible a los centros de distribución de combustible diesel. En momentos donde la generación será exclusiva con combustible líquido, la cantidad de ingresos diarios de camiones cisternas a la CT será significativa, por ello es conveniente que esta disponga de un fácil y rápido acceso.
- **Atributo VII: Condiciones ambientales:** Lo que se intentará buscar para este proyecto respecto a los parámetros atmosféricos medios es que, los valores de estos estén lo más próximos posibles a las condiciones ISO: Presión 0 Pa, Temperatura 5 C° y Hr 60%. Estos son los parámetros de diseño estándar para toda unidad de generación y a la cual se realizan las correcciones en los “Performance Test”. Se tendrá en cuenta también, el contenido de polvo que contenga el aire, ya que este disminuye los tiempos entre recambio de filtros de aire y aumentando el costo de mantenimiento.

Análisis de los atributos ponderantes

Atributo I – Acceso a un gasoducto con capacidad

En un Mercado desregulado, la eficiencia de operación y el costo de combustible son cruciales para el negocio, ya que el generador acepta el riesgo completo del Mercado.

La disponibilidad estacional de gas natural impacta muy fuertemente sobre el despacho de las plantas de generación, su falta obliga al uso de combustibles alternativos, conceptualmente más costosos como el Gas Oíl, lo que eleva el costo marginal de generación y por ende los precios de la energía.

Es por esto que se priorizarán las locaciones con potencial de conectarse a un gasoducto de capacidad suficiente con independencia de las condiciones de disponibilidad estacionarias del país, esto con el objetivo de lograr un despacho económico durante la mayor cantidad de horas al año posibles.

Para la valoración y aplicación práctica de este atributo se siguieron los siguientes pasos:

1. Cálculo del consumo total de la CT
2. Cálculo del diámetro mínimo del gasoducto de abastecimiento dedicado
3. Calcular el costo de construcción
4. Comparar contra la opción de construcción de una línea eléctrica
5. Comparar contra la opción de abastecimiento diesel
6. Estimación de distancias mínimas
7. Influencia de costos de construcción de gasoducto en el precio final de la energía

1. Cálculo Del Consumo Total

Si el consumo específico es dato:

$$CONS = \frac{Cesp \left[\frac{kCal}{kWh} \right] \times 1000 \left[\frac{kWh}{MWh} \right]}{PCI \left[\frac{kCal}{m^3} \right]} \times POT\ CC \ [MW]$$

Donde,

Cesp es el Consumo Específico del ciclo combinado

PCI es el Poder Calorífico Inferior del gas natural, $8300 \left[\frac{kCal}{m^3} \right]$

Si la Eficiencia del ciclo es dato:

$$CONS = \frac{IE \left[\frac{kJ}{kWh} \right] \times 1000 \left[\frac{kWh}{MWh} \right]}{EFF \ [%] \times PCI \left[\frac{kJ}{m^3} \right]} \times POT\ CC \ [MW]$$

Donde,

IE es el Factor Ideal de Conversión de Calor / Electricidad: $3600 \left[\frac{kJ}{kWh} \right]$

EFF es la eficiencia del Ciclo Combinado en %

PCI es el Poder Calorífico Inferior del gas natural, $34727 \left[\frac{kJ}{m^3} \right]$

Numéricamente,

Potencia del CC	900	MW
Eficiencia	0,55	%
Consumo específico	1550	Kcal/kWh
	6485,2	KJ/kWh
Consumo total	169634,8 4	[m3/hora]
	4071,24	[Mm3/día]

2. Calcular Diámetro Mínimo De Gasoducto Dedicado

Dados esos consumos horarios y diarios, que se calculan para el periodo estacional de máxima demanda hay que dimensionar el gasoducto necesario para la alimentación de la CTCC.

Típicamente el diseño de una cañería se hace aunando un diseño mecánico con uno hidráulico, y analizando los estados transitorios y estacionarios. Puesto que el dimensionamiento no constituye el objeto de este trabajo se hará un cálculo de flujo simplificado, el cual constituye una aproximación decente a la realidad en el estado estacionario.

La ecuación simplificada de flujo utilizada en clase es:

$$Q \left[\frac{m^3}{día} \right] = 0,181 \times 10^{-6} \times E \times \frac{T_0}{P_0} \times \sqrt{\frac{D^5}{Z \times G \times T \times L}} \times \sqrt{\frac{1}{f}} \times \sqrt{P_1^2 - P_2^2}$$

Los parámetros que influyen en este diseño son:

- Longitud de gasoducto (L) en kilómetros.
- Diámetro interior de cañería (D) en pulgadas.
- Presión de ingreso al gasoducto (P1) 60 Kg/cm2.
- Presión de ingreso a la turbina (P2) 35 Kg/cm2
- Eficiencia (E): 0,95
- Factor de Compresibilidad (Z): 0,8
- Densidad relativa (G): 0,6
- Presión absoluta del gas (P0) en Kg/cm2
- Temperatura absoluta del gas (T0) en grados Kelvin: 288
- Factor de fricción o rugosidad ($\sqrt{\frac{1}{f}}$): 20

Otra forma de escribir esta ecuación es agrupar todos los términos asumidos no variables en una constante adimensional K_P ,

$$K_P = 0,181 \times 10^{-6} \times E \times \frac{T_0}{P_0} \times \sqrt{\frac{D^5}{Z \times G \times T \times L}} \times \sqrt{\frac{1}{f}}$$

de forma que la expresión práctica a resolver sea:

$$Q \left[\frac{m^3}{\text{día}} \right] = K_p \times \sqrt{P_1^2 - P_2^2}$$

De donde se despeja K_p y se lo calcula en función del caudal y las presiones de entrada y salida.

Dado que en este caso particular no se busca el dimensionamiento ni cálculo del gasoducto, sino una aproximación que permita comparar factibilidades de locaciones se usaran valores tabulados para encontrar el dominio Longitud y Diámetro de caño que satisfagan al K_p calculado, Fig. 2

Diam nom (")	36	30	24	22	20	18	16	12	10	8
Esp (cm)	1,27	1,031	0,87	0,82	0,78	0,78	0,64	0,64	0,64	0,64
Presión máx (bar)	103,9	101,2	106,8	109,8	114,9	127,7	117,8	157,1	188,5	235,7
Diam int (cm)	88,9	74,1	59,2	54,2	49,2	44,2	39,4	29,2	24,1	19,0
Long. KM	KP = 10 ³ (m ³ /d/Kg/cm ²)									
20	1.358,8	863,0	492,1	395,1	310,2	236,3	177,2	84,0	52,1	28,8
40	960,8	610,2	348,0	279,4	219,4	167,1	125,3	59,4	36,8	20,4
50	859,4	545,8	311,2	249,9	196,2	149,4	112,1	53,1	33,0	18,2
60	784,5	498,2	284,1	228,1	179,1	136,4	102,3	48,5	30,1	16,7
80	679,4	431,5	246,1	197,5	155,1	118,2	88,6	42,0	26,0	14,4
100	607,7	385,9	220,1	176,7	138,7	105,7	79,3	37,6	23,3	12,9
150	496,2	315,1	179,7	144,3	113,3	86,3	64,7	30,7	19,0	10,5
200	429,7	272,9	155,6	124,9	98,1	74,7	56,0	26,6	16,5	9,1
250	384,3	244,1	139,2	111,7	87,7	66,8	50,1	23,8	14,7	8,2
300	350,8	222,8	127,1	102,0	80,1	61,0	45,8	21,7	13,5	7,4
400	303,8	193,0	110,0	88,3	69,4	52,8	39,6	18,8	11,6	6,4
500	271,8	172,6	98,4	79,0	62,0	47,3	35,4	16,8	10,4	5,8
600	248,1	157,6	89,8	72,1	56,6	43,1	32,4	15,3	9,5	5,3
700	229,7	145,9	83,2	66,8	52,4	39,9	30,0	14,2	8,8	4,9
800	214,8	136,4	77,8	62,5	49,1	37,4	28,0	13,3	8,2	4,6
900	202,6	128,6	73,4	58,9	46,2	35,2	26,4	12,5	7,8	4,3
1000	192,2	122,0	69,6	55,9	43,9	33,4	25,1	11,9	7,4	4,1

Fig. 2 - Tabla valores de K_p

De esta forma para nuestros valores de P_1 , P_2 y Q podemos armar las siguientes configuraciones de caño sin necesidad de plantas compresoras intermedias:

Longitud [km]	Diámetro [pulg]
20	12
40	16

3. Calcular Costo De Construcción Y O&M

Las principales variables de los gasoductos son: diámetro, presión de operación, distancia y terreno. Otros factores tales como el clima, los costos de mano de obra, la densidad poblacional y los derechos de pasada, pueden afectar los costos de construcción significativamente. Sin embargo, el costo definitivo queda afectado por numerosos factores, eso no significa que sea imposible hacer una estimativa general de lo que puede costar un gasoducto.

Para grandes gasoductos el Banco Mundial publica una regla a la que llama Rule-of-Thumb en la que ofrece una estimativa inicial que asocia sólo dos variables, el diámetro y la distancia, según esta regla el costo se

sitúa entre 15 y 30 dólares por cada pulgada de diámetro y por cada metro de distancia, recomendando inclusive usar 20 dólares para un primer cálculo.

Dado que en nuestro caso no se contempla la instalación de estaciones de compresión podemos utilizar un costo de entre 20 dólares por pulgada de diámetro y por metro de longitud.

Una forma más intuitiva de verlo es poner un valor por kilómetro para cada opción de diámetro:

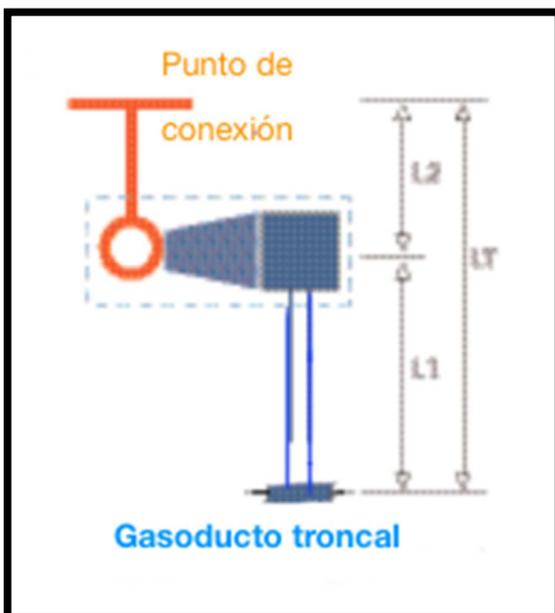
Diámetro [Pulg]	Costo de construcción en [MUSD/km]
12	240
16	320

Estos son los valores que se tendrán en cuenta al momento de tomar una decisión.

4. Comparar Contra La Opción De Construcción De Una Línea Eléctrica

La ubicación definitiva de una CTCC en función del combustible es también una decisión de equilibrio entre su distancia al gasoducto por un lado y al punto de conexión por el otro.

Una forma de ver el problema es cómo llevar la energía contenida en las moléculas de gas desde gasoducto hasta el punto de conexión al SIN con la mejor eficiencia y al menor costo posible.



En este caso importa analizar cuál es la configuración más económica entre dos situaciones extremas: la central ubicada al lado de un gasoducto troncal (o en boca de pozo) o en las barras donde se localiza la demanda eléctrica; es decir, contestar la pregunta: ¿cuál es la $L1$ y $L2$ que maximizan la eficiencia de generación? [Fig. 3](#)

Fig. 3 - Alternativas eficientes

Siempre se compara el transporte de gas antes de la conversión con el transporte de la energía eléctrica producida. Es decir, las cantidades energéticas comparadas están afectadas por la eficiencia de la conversión.

La escala es un tema importante, con una eficiencia del 50% (ciclo combinado estándar), para un nivel de tensión de 500 kV CA, con capacidad de 1000 MW, la cantidad de gas equivalente es de 5 Mm³/d.

En la gran mayoría de los casos, el transporte por gasoductos sigue siendo la alternativa de mínimo costo; es decir, en casi todo proyecto nuevo la localización de la central de generación será ubicada próxima al nodo de interconexión.

En este caso particularmente las distancias son cortas, del orden de los 50 km, por lo que el mayor peso en el análisis lo tienen los costos de capital y no los costos unitarios de transporte, por lo que pierde sentido calcular de forma óptima L1 y L2.

Costos de construcción de una línea eléctrica:

<i>Tipo</i>	<i>Costo de construcción [MUSD/km]</i>
220 kV	200
500 kV	450

Estos valores son aproximados y varían en función de la zona, terreno y tipo de construcción.

(Fuente: EDEN)

5. Comparar Contra La Opción De Abastecimiento Diesel

Para que el gasoducto sea conveniente desde el punto de vista económico los costos asociados a su construcción, operación y mantenimiento más los propios del gas deben ser menores a los erogados para movilizar igual cantidad de calorías de combustible diesel.

Los costos asociados a esta provisión son calculados en el apartado correspondiente al análisis del Atributo "Cercanía a centros de distribución de diesel".

6. Estimación De Distancias Mínimas

Para la elección del mejor lugar se listaron todos los posibles puntos con su distancia más corta al gasoducto troncal más cercano, en el caso de la locación Arroyo Cabral, en Córdoba, la distancia es hasta el gasoducto de distribución Villa María – Gral. Cabrera, propiedad de Distribuidora Gas del Centro.

Para el cálculo de estas distancias se usó Google Maps y la traza fueron líneas rectas y evitando zonas urbanas en lo posible. Se calculó también de forma de no pasar por terrenos privados

sino a la vera de caminos provinciales y nacionales, lo que no necesariamente implica que sean trazas factibles.

En TABLA 1 se ven las distancias.

7. Influencia sobre el Precio de la Energía Producida

Se calcula con el fin de dimensionar cuánto pesa la inversión relativa en gasoductos sobre el total a generar a lo largo del contrato. Esta influencia luego será tomada en cuenta para ponderar el atributo respecto a los demás.

En TABLA 1 se ve la ponderación.

ET 500 kV	Provincia	Zona SADI	Dist min [km]	Costo MUSD	USD/Mwh	Valoración
Abasto	Buenos Aires	GBA	15	5400	0,0827	9,4
Gral. Rodríguez	Buenos Aires	GBA	15	5400	0,0827	9,4
Villa Lía 220 kV	Buenos Aires	GBA	20	7200	0,1103	9,2
Manuel Belgrano	Buenos Aires	GBA	25	9000	0,1379	9
Campana	Buenos Aires	GBA	25	9000	0,1379	9
Ezeiza	Buenos Aires	GBA	15	5400	0,0827	9,4
Ramallo	Buenos Aires	GBA	15	5400	0,0827	9,4
Arroyo Cabral	Córdoba	CENTRO	10	3600	0,0551	9,6
Malvinas Argentinas	Córdoba	CENTRO	20	7200	0,1103	9,2
Río Coronda	Santa Fe	LITORAL	15	5400	0,0827	9,4
Rosario Oeste	Santa Fe	LITORAL	15	5400	0,0827	9,4
Santo Tomé	Santa Fe	LITORAL	15	5400	0,0827	9,4
Gran Paraná	Entre Ríos	LITORAL	20	7200	0,1103	9,2
Colonia Elia	Entre Ríos	LITORAL	250	90000	1,3787	0
Henderson	Buenos Aires	BUE	15	5400	0,0827	9,4
Macachín	Buenos Aires	BUE	100	36000	0,5515	6
Olavarría	Buenos Aires	BUE	25	9000	0,1379	9
Bahía Blanca	Buenos Aires	BUE	10	3600	0,0551	9,6
Puelches	Buenos Aires	BUE	150	54000	0,8272	4
El Bracho	Tucumán	NOA	10	3600	0,0551	9,6
Lavalle	Santiago del Estero	NOA	10	3600	0,0551	9,6
Cobos	Salta	NOA	25	9000	0,1379	9

En el gráfico los lugares más alejados del centro son los peores ponderados en este atributo.

Fig. 4

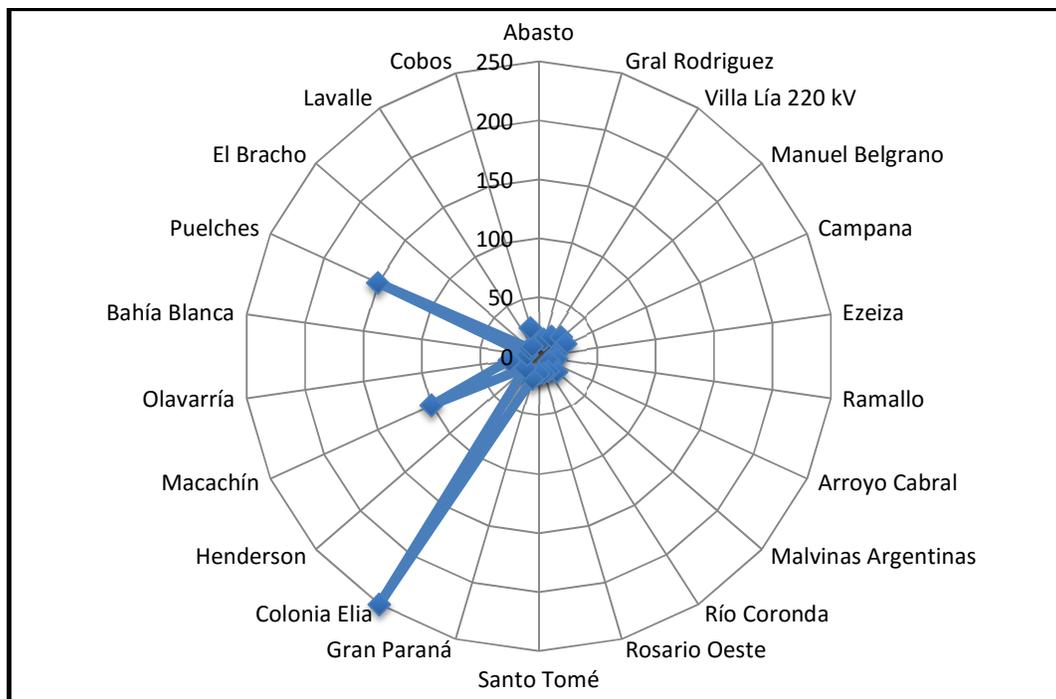


Fig. 4 - Atributo I. Resultados obtenidos.

Atributo II – Marcos Legales Ambientales

1. Introducción.

Marco Institucional y Normativo

Desde mediados de 1980, y a partir de programas de evaluación de los efectos ambientales del abastecimiento eléctrico, se han desarrollado normativas para los estudios y para la gestión, que están permitiendo optimizar el control ambiental en el sector. Esto constituyó el primer antecedente en el país de la incorporación de la dimensión ambiental en la planificación sectorial.

El dictado de las políticas y la fijación de las normas son competencia de la Secretaría de Energía (SE). El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), es el encargado de vigilar el cumplimiento de las obligaciones de los diferentes actores del mercado en la jurisdicción nacional.

El Decreto N° 634/91 del Poder Ejecutivo Nacional y la ley N° 24.065/92 del Marco Regulatorio de Energía Eléctrica, definen las condiciones según las cuales se considerarán los aspectos ambientales en el nuevo esquema de funcionamiento.

El primero, que dispone la reconversión del sector eléctrico, enfatiza en sus considerandos la necesidad de concentrar " la responsabilidad del Estado en el diseño y aplicación de políticas superiores y en la regulación y el control que sean necesarios..." a fin de "compatibilizar el desarrollo del sector con el uso de los recursos energéticos sustitutivos y complementarios, y establecer normas para la protección ambiental y el uso racional de dichos recursos [...] dentro

de las leyes y decretos vigentes, la normativa que resulte del Marco Regulatorio a establecer y las directivas impartidas por los órganos competentes del Gobierno Nacional."

La Ley N° 24.065 establece en su Art. 17 que la infraestructura física, las instalaciones y la operación de los equipos asociados con la generación, transporte y distribución de energía eléctrica, deberán adecuarse a las medidas destinadas a la protección de las cuencas hídricas y de los ecosistemas involucrados. Asimismo deberán responder a los estándares de emisión de contaminantes vigentes y los que se establezcan en el futuro.

Por el inc. b) del Art. 56, la citada Ley contempla entre las facultades del ENRE, la de dictar reglamentos a los cuales deberán ajustarse los productores, transportistas, distribuidores y usuarios de electricidad en materia de seguridad, normas y procedimientos técnicos.

El inc. k) del mismo artículo asigna al ENRE la facultad de velar por la protección de la propiedad, el medio ambiente y la seguridad pública en la construcción y operación de los sistemas de generación, transporte y distribución de electricidad, incluyendo el derecho de acceso a las instalaciones de propiedad de generadores, transportistas, distribuidores y usuarios, previa notificación, a efectos de investigar cualquier amenaza real o potencial a la seguridad y conveniencia públicas en la medida que no obste la aplicación de normas específicas.

La **Resolución SE N° 475/87**, en su Art. 1° obliga a las empresas a realizar las evaluaciones de impacto ambiental desde la etapa de pre factibilidad, así como establecer programas de vigilancia y monitoreo durante toda la vida útil de las obras.

La **Resolución SE N° 718/87** normaliza los procedimientos para la gestión ambiental de las obras hidráulicas mediante la sanción del "Manual de Gestión Ambiental para Obras Hidráulicas con Aprovechamiento Energético".

La **Resolución SSE N° 149/90** normaliza los procedimientos para la gestión ambiental de las centrales térmicas mediante la sanción del "**Manual de Gestión Ambiental de Centrales Térmicas Convencionales de Generación Eléctrica**", modificada por las Resoluciones SE N° 154/93 y 182/95, para aplicar los mismos al sector privado.

La **Resolución SE N° 15/92** normaliza los procedimientos para el tendido y operación de líneas de transmisión de extra alta tensión y la construcción de subestaciones transformadoras y/o compensadoras.

A fin de garantizar la continuidad y profundización de las normas de control ambiental en la actividad eléctrica, durante el programa de privatización de centrales térmicas e hidráulicas, sistemas de transporte y distribución, se generaron cláusulas específicas que formaron parte de las condiciones según las cuales operarán tales actividades, tomando como referencia la base normativa existente así como la legislación ambiental aplicable a cada caso.

Dichos recaudos de control ambiental que se incluyeron como un anexo especial en los pliegos de licitación y en los contratos de concesión respectivos, comprenden criterios, condiciones y requerimientos a ser observados por el adjudicatario, a fin de facilitar el seguimiento

permanente de los indicadores de calidad ambiental y de minimizar los impactos originados por las actividades eléctricas.

NORMAS AMBIENTALES

Se enumeran a continuación las normas dictadas por la Secretaría de Energía y del ENRE, de acuerdo a la etapa de desarrollo de la actividad eléctrica de que se trate:

PROYECTOS

Rigen los Manuales de Gestión Ambiental:

- Centrales Térmicas Convencionales

(Resolución SSE N° 149/90, y Resoluciones SE N° 154/93 y 182/95).

- Centrales Hidroeléctricas

(Resolución SE N° 718/87).

- Sistema de Transporte Eléctrico de Extra Alta Tensión.

(Resolución SE N° 15/92).

Los Manuales dan las pautas metodológicas para realizar la evaluación de impacto ambiental de un nuevo proyecto y el Plan de Gestión Ambiental que abarcará todas las etapas del mismo (desde pre factibilidad hasta construcción). Las Resoluciones respectivas obligan a los responsables de los proyectos a cumplir con estas pautas y con determinados límites de contaminación y mediciones específicas para cada actividad.

Por Resolución N° 32/94, el ENRE ha establecido los Procedimientos de Programas de Gestión Ambiental

OPERACION

Los anexos específicos para cada central privatizada, obligan a:

- **Cumplir con la legislación nacional, provincial y municipal vigente, sobre todo en lo referente a calidad del aire, de agua y residuos peligrosos.**

- Identificar en un plano de planta los puntos de descarga de efluentes líquidos (informe a los tres meses de toma de posesión).

- Relevar las condiciones ambientales, y evaluar los impactos actuales y posteriores según pautas metodológicas dadas en el Manual de Gestión Ambiental (Diagnóstico que incluye modelo matemático de estimación de emisiones y de calidad de aire, a entregar a los seis meses).

- Realizar el Plan de Gestión correspondiente, con las medidas de tratamiento previstas para el control de los problemas detectados.

- Instalar equipos de medición de SO₂, NO_x y material particulado, para registro continuo de emisiones en el caso de unidades superiores a 50 MW.

En las menores de 50 MW realizar mediciones periódicas trimestrales.

- Cumplir con niveles máximos de emisión por chimenea de partículas en suspensión, óxidos de nitrógeno y dióxidos de azufre, según el combustible de que se trate.

El ENRE, además de la evaluación y aprobación de tales tareas, verificará a lo largo de la vida útil de la planta, la ejecución de las medidas correctivas y realizará controles permanentes a su juicio, sobre contaminación gaseosa y sobre efluentes líquidos y sólidos.

Mediante las Resoluciones del ENRE Nº 51 y 52/95, establece la obligatoriedad del cumplimiento de las normas nacionales y locales, y de la presentación de los Planes de gestión Ambiental para los generadores de energía eléctrica.

2. Forma de Implementación:

Se analizaron los requisitos legales y normativos aplicables en diferentes provincias referidos a los siguientes puntos:

ÍNDICE DE CATEGORÍAS	
AG	
AI	Legislación aplicable a la protección del aire y efluentes gaseosos en general.
IN	Legislación aplicable a la operación de la organización en general.
RE	Legislación aplicable a los residuos Especiales o Peligrosos en general.
R	Legislación aplicable a los residuos NO Especiales o Comunes en general.
RP	Legislación aplicable a los residuos Patogénicos en general.
SH	Legislación aplicable a la Seguridad e Higiene Laboral
MA	Legislación aplicable a Mantenimiento, ingeniería o Arquitectura
E	Otras normas o requisitos externos, sin carácter legal.

En el ANEXO II se enumeran en detalle los análisis por categorías.

En función de estas categorías se creó una submatriz de medición de atributos específica de la categoría Ambiental:

La siguiente tabla es genérica y aplica a cualquier provincia, en la misma se intentó condensar todos los atributos que influyen desde el punto de vista mediambiental. Cada ítem fue puntuado con valores de 1 a 10, significando un valor igual a 10 que ese concepto influye diez veces más que el que tiene asignado un valor igual a uno.

Cada provincia analizada recibió un puntaje específico en cada uno de estos conceptos y se calculó la valoración de cada punto en cada concepto de la forma:

$$Puntaje_{Ambiental} = \sum_{Concepto\ n=1}^{Concepto\ n=6} (Valoración_{Lugar} \times Valor_{Concepto\ n})$$

Luego el puntaje obtenido de cada lugar se debe expresar en escala del 1 al 10, y este valor será el input de la matriz de ponderación final.

Conceptos	Valor
Calidad del Marco Legal	10
Viabilidad de Instalación	10
Montos de tasas y aportes	1
Predisposición de las autoridades	9
Dificultad de la gestión	7
Experiencia de la consultora en la provincia	5

Se analizaron en detalle las provincias de Buenos Aires, Santa Fe, Córdoba y Salta, encontrándose que los requerimientos provinciales son similares en todas ellas, estando la diferencia particularmente en las condiciones locales.

3. Resultados

Para elegir el mejor marco normativo se evaluaron casos puntuales de diferentes provincias y se evaluaron cada uno de los conceptos en cada locación. El lugar que resultó con la ponderación más alta recibió el valor de 10 y el resto se valoraron respecto a esta. [Fig. 5](#)

Conceptos	Valor	Bs As	Valora ción	Córdoba	Valora ción	Santa Fé	Valora ción	Salta	Valora ción	Entre Ríos	Valora ción
Calidad del Marco Legal	10	9	90	8	80	9	90	7	70	9	90
Viabilidad de Instalación	10	10	100	10	100	10	100	4	40	7	70
Montos de tasas y apórtes	1	8	8	9	9	7	7	8	8	8	8
Predisposición de las autoridades	9	9	81	8	72	9	81	0	0	6	54
Dificultad de la gestión	7	6	42	8	56	8	56		10		0
Experiencia previa de la consultora	5	10	50	10	50	10			0		0
			371		367		334		128		222
			10,00		9,89		9,00		3,45		5,98

Fig. 5 - Submatriz de resultados

Atributo III – Zonificación

Para la aplicación de este filtro se mapearon todas reservas y áreas protegidas del país como así también todas las poblaciones con más de 5000 habitantes, el criterio tomado es que la CT debe distar como mínimo 10 kilómetros de zonas protegidas y no estar dentro de zonas densamente pobladas (más de 630 habitantes por kilómetro cuadrado), urbanizaciones cerradas (Countries, clubes) y asentamientos precarios o villas.

A modo de ejemplo se ilustra el caso de Rosario Oeste, se observa que el punto de conexión está en los límites de una zona urbana y con posibilidad de ser absorbido en los próximos años. Por lo que la potencial ubicación de la CTCC sería fuera del futuro ejido urbano a aproximadamente 20 kilómetros de distancia. Fig. 6

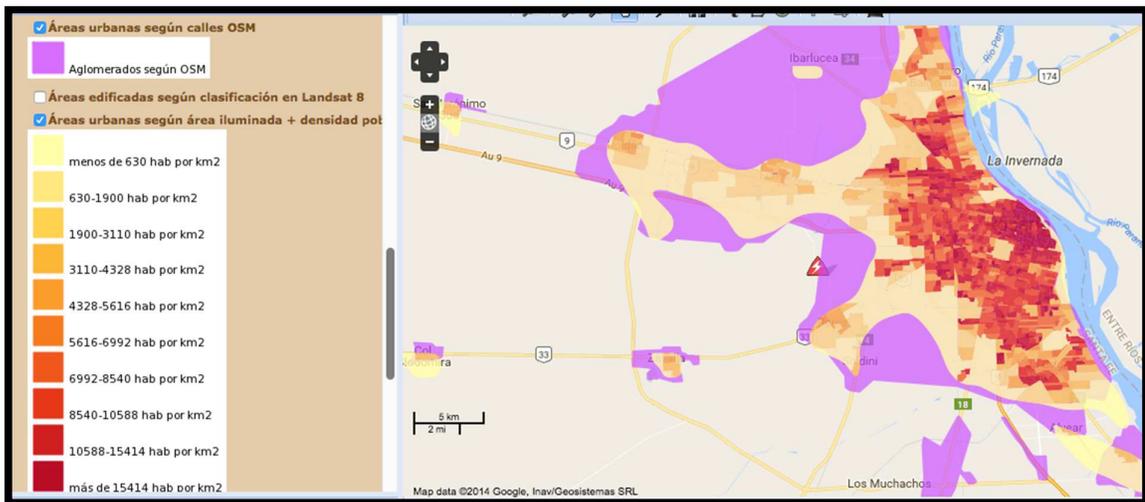


Fig. 6 - Ejemplo ubicación Rosario Oeste

Con esto en mente se estableció una distancia mínima de seguridad entre la CTCC y estos puntos críticos. Esta distancia debe ser cubierta por líneas de transmisión de AT. La inversión en LAT es el ponderante de este atributo.

Según fuentes consultadas en EDEN los precios aproximados al 2016 para la construcción de líneas son:

Tipo	Costo de construcción [MUSD/km]
220 kV	200
500 kV	450

Luego se relevaron cada uno de los puntos y se listó su distancia de seguridad. Se observa que por cuestiones de precisión de los mapas y datos utilizados el rango de incertidumbre es de +/- 5 kilómetros.

Esto se traduce en costos extras que son los que se ponderan en la matriz. A mayor erogación en LAT menor valoración del atributo, siendo 10 el más favorable y 0 el menos. Los resultados obtenidos fueron los siguientes, mientras más alejado del centro peor es la ponderación. **Fig. 7**

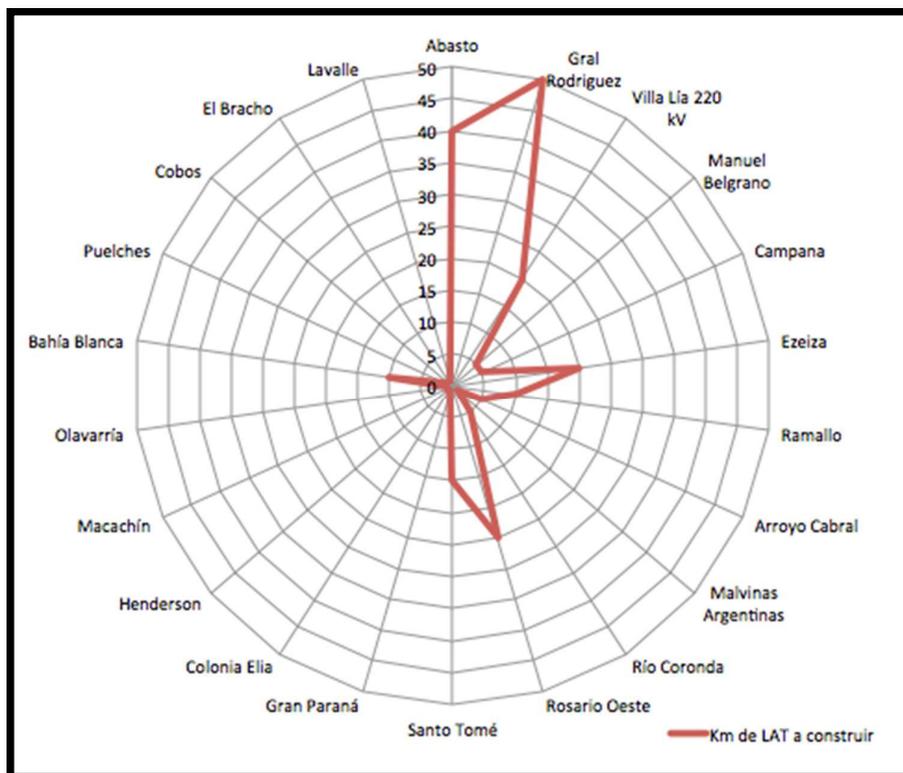


Fig. 7 - Atributo III. Resultados obtenidos.

Atributo IV – Disponibilidad de agua

La disponibilidad de agua es fundamental para el sistema de refrigeración del ciclo combinado. El medio y la forma de condensar el vapor tienen repercusión en el valor de la inversión y rendimiento del sistema. El agua es el mejor sistema de refrigeración debido a su elevada capacidad calorífica. Dependiendo de la disponibilidad de agua se puede optar por sistemas de refrigeración abiertos con agua de río, lago o mar (que son preferibles debido a su menor temperatura, que posibilita un mejor vacío en el condensador y mayor potencia de la turbina de vapor) o implementar una solución con torres de enfriamiento de tiro forzado (esta solución aplica cuando el agua disponible es limitada)

A continuación se muestran comparados los diferentes tipos de sistema de refrigeración, notar que se desea la mínima presión posible en el condensador. Fig. 8

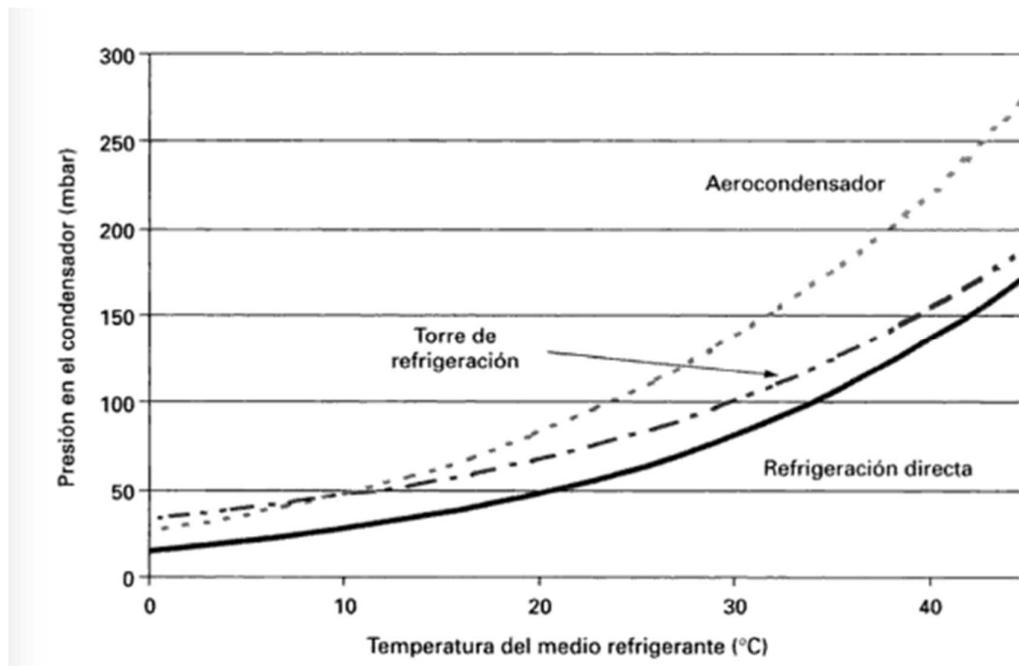


Fig. 8 - Presiones de condensación alcanzables por diferentes sistemas de refrigeración en función de la temp. del medio refrigerante.

Para el proyecto se prefiere un sistema de captación abierta o directa, por ser la técnica más barata y sencilla de implantar y además conseguir una menor temperatura de condensador. Al ser la temperatura menor el nivel de vacío es mayor por lo que el salto térmico entre entrada y salida de la TV, ergo hay más energía disponible para mover la turbina de vapor.

El limitante de este sistema es el gran caudal necesario lo que implica dos factores a tener en cuenta:

- Al ser el caudal tan alto, la energía para bombear el agua desde el cauce del que se toma también es alta. Por ello, la central debe estar muy próxima al cauce, ya que de no ser así la energía de bombeo es muy alta incluso superior a la ganancia en potencia.

- El tamaño de las tuberías que se necesitan para llevar el agua hasta la central y devolverla al cauce público también es muy grande. Las obras necesarias para la construcción de estas conducciones son muy importantes. De nuevo, por esta razón las plantas deben estar muy cercanas al cauce, ya que la obra puede encarecerse enormemente

En conclusión para implementar este sistema preferiremos aquellas zonas que estén muy cercas de grandes ríos, espejos de agua o del mar.

Según datos aportados por personal técnico de central Nuevo Puerto, el caudal de agua necesario es de aproximadamente 160 [m³/hora] por cada Megawatt de potencia de la TV. Dado que este proyecto contempla una TV de 300 [MW] el caudal de agua necesario para refrigeración es de unos 48000 [m³/hora], además de esto hay un consumo adicional en épocas de despacho con combustible diesel debido a que la mezcla de partículas de agua en el combustible contribuye a reducir las emisiones de NOX (óxido de Nitrógeno).

Además de esto debe tenerse en cuenta un consumo adicional de agua tratada para reposición de la caldera de recuperación, aproximadamente un 1% del caudal de enfriamiento.

Notar que si en lugar de esto priorizamos la localización en una zona sin acceso a río o mar estaríamos obligados a usar sistemas de torres de refrigeración, de instalación más cara y menor output de potencia de la TV, la ventaja es que muy probablemente el menor consumo de agua para estas instalaciones se pueda tomar de acuíferos (se estima que el caudal de agua a consumir en este caso será del orden de los 1200 m³/ hora. Si bien es una cantidad importante, está por debajo del límite del acuífero Puelches de la pcia de Buenos Aires por ejemplo, cuyo límite es 50000 m³/ día.)

Para la aplicación de este punto se tomaron las distancias a los cursos de agua más cercanos a la locación y se asignó un valor de construcción de acueducto de USD 120000 por kilómetro.

Los cursos de agua fueron relevados del catálogo de metadatos provisto por el Instituto Geográfico Nacional (IGN) y se mapearon en conjunto con las EETT analizadas. [Fig. 9](#), [Fig. 10](#), [Fig. 11](#) y [Fig. 12](#). Sin mucho análisis se infiere que las zonas más propicias son el litoral, centro de la provincia de Córdoba y en menor medida la provincia de Buenos Aires.

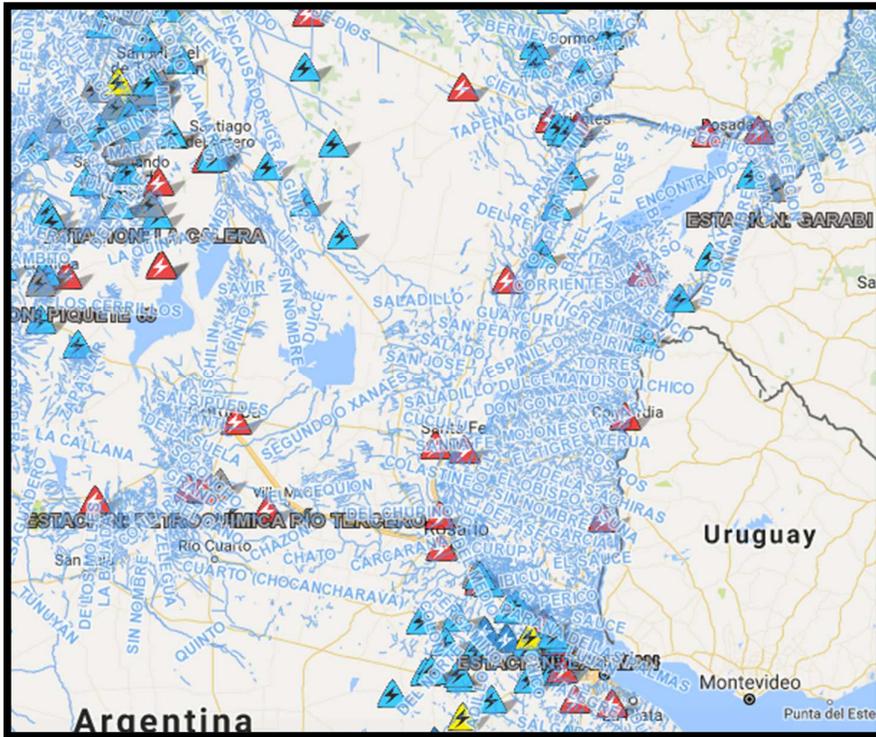


Fig. 9 - Cursos de agua NOA, NEA, Litoral y CEN

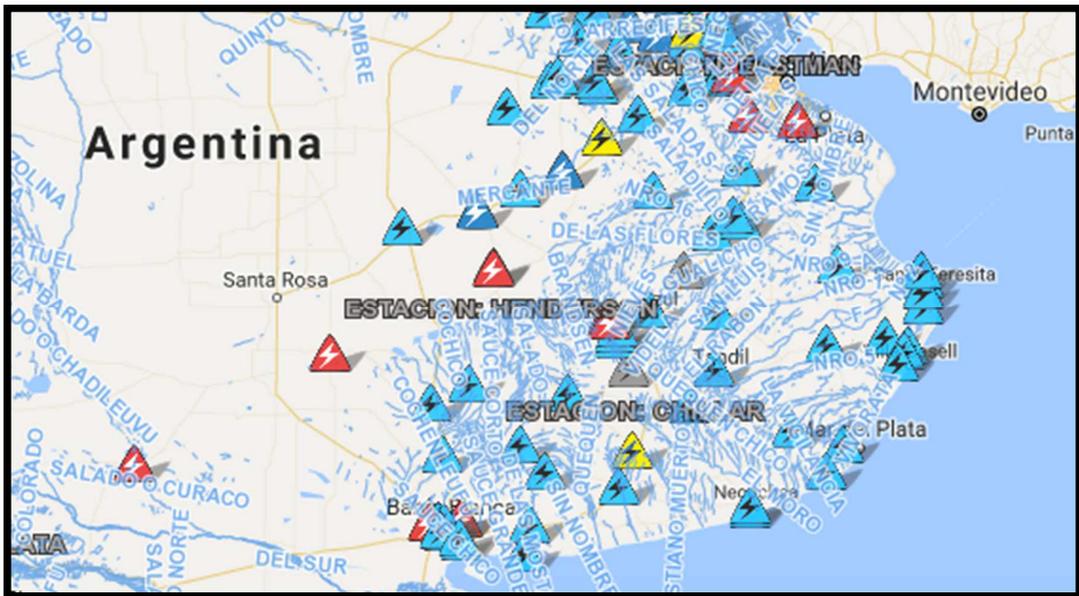


Fig. 10 - Cursos de agua BUE

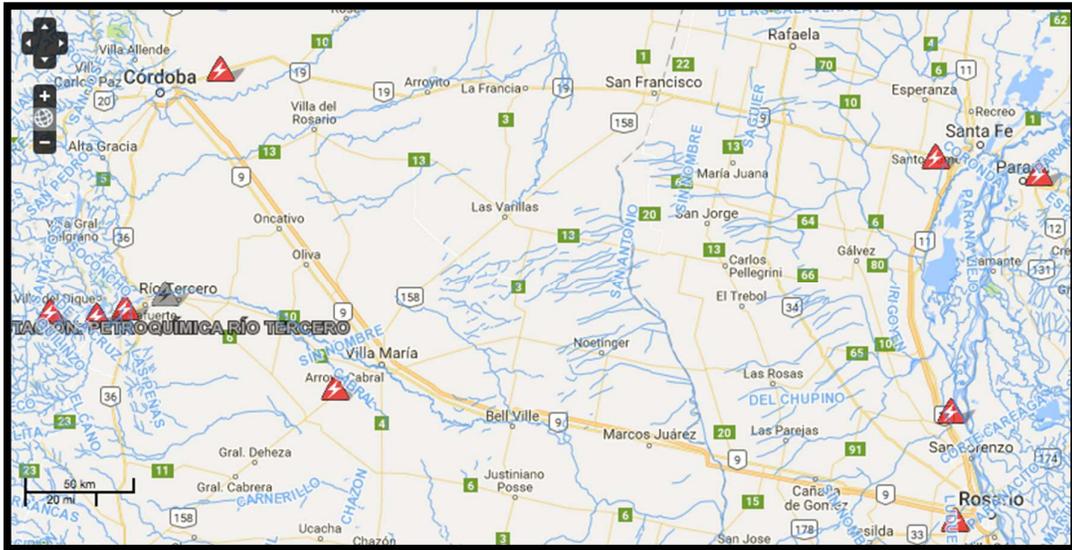


Fig. 11 - Cursos de agua CEN y Litoral

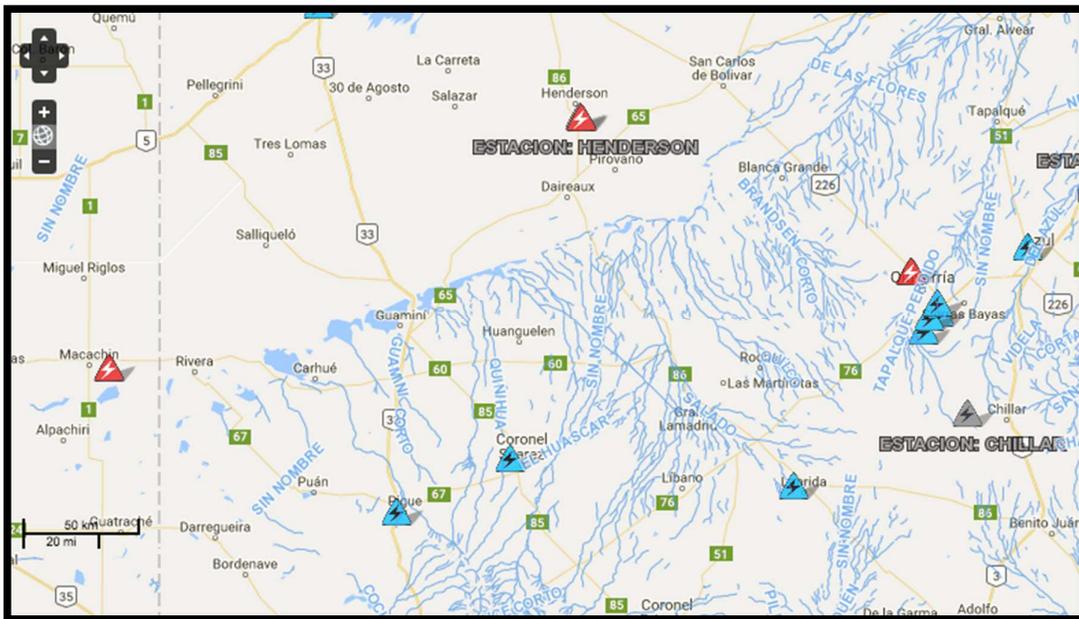


Fig. 12 - Cursos de agua BUE

De esta forma las zonas ubicadas en el litoral se valoran con +10 ya que tienen disponibilidad asegurada en un radio de 10 km. La provincia de Córdoba con +8 al igual que Bahía Blanca y GBA ya que cuentan con disponibilidad asegurada en un radio de 30 km.

Henderson, Olavarría, Cobos y El Bracho con +6 ya que hace falta desplazarse unos 50 km para encontrar cursos de agua de caudal, mientras que Puelches (0, 100 km) y Lavalle (2, 70 km) son las menos deseables.

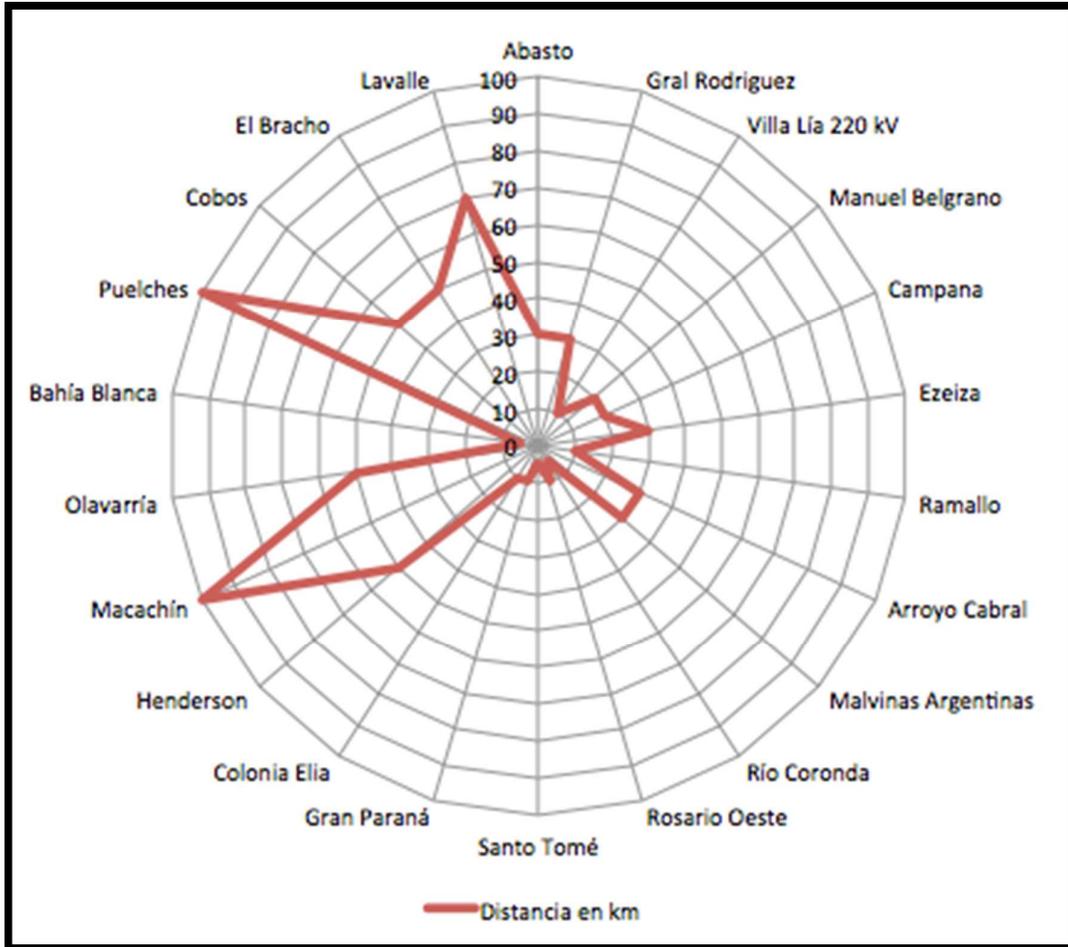


Fig. 13 - Atributo IV. Resultados

Atributo V – Sobre la cercanía a la demanda

Si la línea tiene una cierta resistencia R, al transmitir desde la generación hasta la demanda se producirá una pérdida P_L que viene dada por la ecuación

$$P_L = 3 \times I^2 \times R = 3 \times \frac{V^2}{R}$$

Esta potencia P_L es disipada del sistema, por ende se resta a la potencia total disponible, recordemos que en un sistema eléctrico la potencia es igual a la demanda (D) en todo momento:

$$P_{Total} = \sum_i P_i - P_L = D$$

y el costo total horario del sistema vale:

$$C_{hT} = \sum_i^n C_{h\ Gen\ i}$$

Queda un sistema que puede ser resuelto por el Método de Lagrange bajo la forma:

$$M = C_T - \lambda \times (P_T - D)$$

Para hallar el mínimo costo hay que derivar e igualar a cero, si suponemos un sistema simplificado donde $i=2$ resulta:

$$\frac{dC_{h1}}{dP_1} = \lambda \times \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_1}\right)$$

$$\lambda = \frac{dC_{h2}}{dP_2}$$

Resulta así que en el despacho, el costo incremental de un generador remoto ($\partial C_{h1}/\partial P_1$) se penalizará dividiéndolo por un número menor que 1, llamado factor de nodo.

Mientras que como el precio de mercado $\$P_M$ se sanciona en la barra mercado, el monto reconocido a G1 por su producción será igual a ese precio multiplicado por su Factor de Nodo (F_{n1}):

$$G_1 = P_{\text{Mercado}} \times (1 - F_{N1})$$

Entonces entre los dos extremos de una línea la variación de precio está dada por:

$$\Delta P_{21} = P_M \times (F_{N2} - F_{N1})$$

Multiplicando por las potencias inyectadas en 1 y retirada en 2 tenemos la remuneración eficiente de transporte, llamada Ingreso Marginal (IV_{21}):

$$IV_{21} = (P_M \times P_2 \times F_{N2}) - (P_M \times P_1 \times F_{N1})$$

La relación de precios entre los nodos del sistema eligiendo uno como de referencia se denomina factor de nodo. El nodo de referencia (en nuestro sistema EZEIZA 500 kV) tiene factor de nodo= 1, y todos los demás precios de los nodos se miden respecto a éste.

Cada nodo tiene entonces un precio distinto que se diferencia por el valor de las pérdidas marginales del transporte.

Puesto que el generador es quien paga las pérdidas entonces las incluye en el precio.

Mientras más alejados el generador de la demanda mayores son las pérdidas y mayor el precio que pagará la demanda por esa energía. De aquí que se prefiere que la generadora se ubique cerca del consumo.

Aplicación práctica:

Se deben ubicar las áreas con mayor demanda o importadoras, es decir con Factor nodal mayor que uno ($F_N > 1$)

Se deben tabular los valores de pérdidas relativos entre cada posible locación y los centros de mayor demanda.

Se debe estimar la afectación en dinero de esta diferencia a lo largo de todo el contrato.

Atributo VI – Sobre la cercanía a los centros de distribución de combustible líquido

Como se mencionó es de esperar que durante algunas horas al año haya restricción para el consumo de gas para generación, por lo que se debe tener en cuenta el despacho económico alimentado por combustible diesel.

Para este análisis lógicamente no se tendrá en cuenta el precio propio del combustible sino el costo de transporte del mismo hasta la CTCC.

En este Marco Normativo el combustible es propio, por lo que debemos comprarlo y hacernos responsables de la logística. Esto levanta los costos de operación.

Para el análisis primero se calculó el consumo de diesel estimado, luego se calculó la cantidad de camiones a contratar según la distancia y se calculó un costo unitario por km total por día de transporte diesel.

En base a esto se hizo un estimado para todo el abastecimiento a lo largo de todo el contrato.

$$CONS = \frac{Cesp \left[\frac{kCal}{kWh} \right] \times 1000 \left[\frac{kWh}{MWh} \right]}{PCI \left[\frac{kCal}{kg} \right] \times \rho \left[\frac{kg}{m^3} \right]} \times POT \ CC \ [MW]$$

Donde,

Cesp es el Consumo Específico del ciclo combinado, $1550 \left[\frac{kCal}{kWh} \right]$

PCI es el Poder Calorífico Inferior del gas natural, $10240 \left[\frac{kCal}{kg} \right]$

Ro es la densidad, $845 \left[\frac{kg}{m^3} \right]$

Se considera que cada camión tiene una capacidad de carga de 25 Tn y viaja a una velocidad promedio de 50 Km/hora, la cual es coherente para circular por zonas mixtas urbanas/rurales. Con esto en mente se calcula la cantidad de camiones necesarios para mantener el abastecimiento de combustible durante el régimen, es decir que en el peor caso (pico de invierno, sin gas, 24 hs de funcionamiento diesel) debe ingresar combustible a la misma tasa de consumo.

Asumimos que el ritmo de carga en destilería es de 2 camiones por hora, es decir que por cada hora de viaje sumo 2 vehículos para poder mantener el flujo.

Asumimos también que hay capacidad de descarga excedente (es decir sin tiempos muertos de dentro de la CT).

Cant de camiones

$$= (2 \times Cant \ camiones \ hora \times tiempo \ de \ viaje) + (2 \times tiempo \ de \ viaje)$$

Se deja la expresión en función de la distancia aproximando por ecuación de cinemática básica, la expresión final queda:

$$Cant \ de \ camiones = \left(2 \times \frac{Cant \ camiones \ hora \times dist \ a \ la \ CT}{velocidad} \right) + \left(2 \times \frac{dist \ a \ la \ CT}{velocidad} \right)$$

Se asume un costo de transporte de USD 3,2 por kilometro recorrido por camión (Fuente: ATACI)

Numéricamente;

Potencia del CC	900	MW
Eficiencia	0,55	%
Consumo total	162	[m3/hora]
	136,7	[Tn/hora]
Cap de cisterna	25	[Tn]
Vel prom del camión	50	[Km/hora]
Cant de camiones aprox	26	Cada 100 [km]
Costo por km por camión	3,1926	USD
Costo diario de transporte	41257	[USD/ 100 Km]

Hay dos formas de abastecerse:

Si la CT decide armar su propia logística de combustible puede abaratar los costos (en comparación a un contratista), pero asume los riesgos asociados a tener una empresa de transporte. Esto es compra, operación y mantenimiento del material rodante, seguros, personal (que como mínimo sería cuatro personas por camión + mantenimiento + programación logística), posibles accidentes, además de que absorbe las penalidades y lucro cesante por quedarse sin combustible durante el despacho.

Si la CT compra el volumen necesario puesto en CT a un tercero. Es este caso se espera que pague una tarifa alta, pero podría derivar las posibles penalidades por falta de combustible a su contratista. Este fue el caso calculado.

Para la aplicación de este punto se listaron las distancias desde cada posible locación hasta el centro de distribución diesel más cercano ([Fig. 14](#)), y eso se tradujo en erogaciones a lo largo de todo el contrato.

REFINERÍAS DE PETRÓLEO DE ARGENTINA EN 2014			
Nombre	Cap. Nominal	Ubicación	Propietario
Refinería de Bahía Blanca	32.000 bbl/d	Bahía Blanca, Prov. de BsAs	Petrobras [3] [10]
Refinería Campana (ex ESSO)	90.000 bbl/d	Campana, Prov. de BsAs	Axion Energy [3] [11]
Refinería de Campo Durán	30.000 bbl/d	Campo Durán, Prov. de Salta	Refinor [6] [3]
Destilería Dock Sud -1	1.300 bbl/d	Dock Sud, Prov. de BsAs	DAPSA (Destilería Argentina de Petróleo Sociedad Anónima) [5]
Destilería Dock Sud -2	100.000 bbl/d	Dock Sud, Prov. de BsAs	Shell CAPSA (Shell Compañía Argentina de Petróleo Sociedad Anónima)[3] [8]
Refinería de La Plata	189.000 bbl/d	Ensenada, Prov. de BsAs	YPF [1] [3]
Refinería de Luján de Cuyo	126.000 bbl/d	Luján de Cuyo, Prov. de Mendoza	YPF [1] [3]
Refinería de Plaza Huincul - 1	26.000 bbl/d	Plaza Huincul, Prov. de Neuquén	YPF [1] [3]
Refinería de San Lorenzo	50.000 bbl/d	San Lorenzo, Prov. de Santa Fe	OIL [4] [3]
RENESA	6.250 bbl/d	Plaza Huincul, Prov. de Neuquén	Petrolera Argentina (Grupo "Más Energía S.A.") [9]
Refinería de Plaza Huincul -2	3.437 bbl/d	Plaza Huincul, Prov. de Neuquén	Petrolera Argentina (Grupo "Más Energía S.A.") [7] [9]

Fig. 14 - Refinerías de petróleo en Argentina

A continuación los resultados obtenidos;

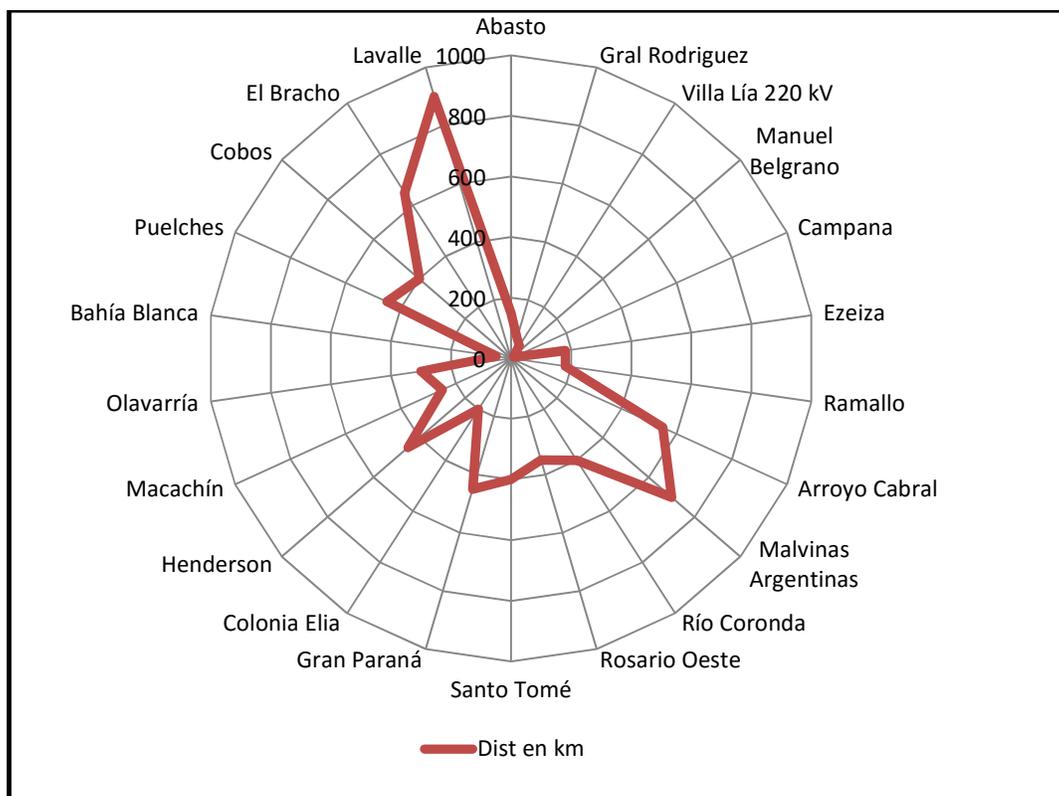


Fig. 15 - Atributo VI. Resultados.

En la gráfica se consideran mejores opciones aquellas más cerca del centro, es decir las más cercanas a algún centro de distribución diesel.

Atributo VII – Sobre las condiciones ambientales ideales de funcionamiento

Las condiciones ISO, 15°C, 1.013 bar y 60% de humedad relativa, sólo sirven de base para los cálculos de la potencia en general.

El rendimiento real y la potencia de salida de la turbina de gas se ve fuertemente influenciado por las condiciones ambientales del lugar de implantación de la usina.

A temperatura elevada del aire, la potencia y eficiencia disminuyen. La potencia disminuye debido a la disminución del flujo másico de aire (la densidad del aire disminuye a medida que la temperatura aumenta) y la eficiencia disminuye debido a que el compresor requiere mayor potencia para comprimir el aire a mayor temperatura.

Inversamente, la potencia y la eficiencia aumentan cuando la temperatura disminuye.

De forma general puede decirse que:

- La potencia y el consumo de combustible disminuyen un 3,5% cada 304,8 m sobre el nivel del mar,
- La potencia disminuye en un 0,3 a 0,5% por cada °C de incremento en la temperatura ambiente.
- El régimen térmico se incrementa en 0,1 a 0,2% por cada °C de incremento de la temperatura de entrada.
- La humedad del aire dependiente del clima sólo tiene una influencia secundaria sobre la potencia y el rendimiento de las turbinas de gas.

Por ejemplo una turbina de gas que trabaja con una temperatura exterior de 0°C produce alrededor del 20% más de electricidad que a 30°C. Respecto a la altura cuando el lugar de implantación se encuentre a una altitud de 100 metros sobre el nivel del mar, la potencia de la turbina se reduce en aprox 1% con respecto a la instalada a nivel del mar por disminución de la presión atmosférica.

Las condiciones pueden variar fuertemente, por lo que se deberá determinar un punto de diseño que corresponda a las condiciones promedio. No obstante, es importante conocer las condiciones extremas y las variaciones características en el curso del año, a fin de poder determinar el ámbito de explotación y considerar correctamente las condiciones extremas más importantes.

Existen varias tecnologías que pueden aumentar la potencia o la eficiencia de las turbinas de gas, como son el uso de Recuperador de Calor, Interenfriadores, Enfriamiento del Aire de Admisión.

Esto a costa de una fuerte inversión en costos de capital, el valor de capital considerado en nuestro proyecto ya incluye el enfriamiento del aire de admisión, por lo que el peso de este atributo es bajo.

Peso de cada atributo ponderante en la elección

Para valorar cuánto pesa cada atributo en la elección final se decidió evaluar cuanto influye en precio de la energía vendida a lo largo de todo el contrato.

Para esto se tradujo cada atributo en su equivalente monetario expresado en [USD/MWh], siendo los más importantes aquellos que exigen un mayor monto de inversión por unidad de energía producida.

Un caso especial es la valoración del Atributo II, Marcos Legales Ambientales. No se cuenta con los análisis suficientes como para poder valorizar los impactos ambientales y las medidas de mitigación que precisa cada locación en particular por lo que este punto se valuó en función a la experiencia de consultoras y profesores que fueron consultados.

Respecto al Atributo VII, Condiciones Ambientales de Funcionamiento, tampoco se pudo valorar en unidades monetarias puesto que el costo de construcción [USD/MW] ya incluye las medidas de ingeniería necesarias para trabajar en condiciones diferentes a las de prueba de la máquina, es por esto que se decidió no tener en cuenta este atributo en la ponderación y dejarlo expresado a modo de conocimiento.

Primero se estimó la energía que vendería la CT a lo largo de todo su contrato, luego se dividió el capital necesario para cada inversión de instalación sobre esta energía vendida. Los datos utilizados y resultados obtenidos fueron:

Vigencia del contrato	20	años
Despacho anual	340	días
Eficiencia eléctrica de la CT	95	%
Energía a vender	139536	GWh
Influencia del gasoducto	0,22933	USC/MWh
Influencia de la LAT	0,32249	USC/MWh
Influencia de dist. Diesel cada 100 Km.	0,03505	USC/MWh
Influencia del acueducto	0,08599	USC/MWh

De esta forma los atributos se valoraron de la siguiente forma:

	VALOR
Acceso a Gasoducto	9
Marcos Legales Ambientales	9
Zonificación	10
Disponibilidad de Agua	9
Cercanía a la demanda	4
Cercanía a los centros de combustible líquido	6

Matriz de ponderación

Luego se armó la matriz de ponderación, en las filas se muestran las ponderaciones de cada atributo en cada locación. Para la obtención del puntaje final se suma de forma relativa al peso de cada atributo,

$$Puntaje_{Lugar} = \sum_{Atributo\ n=1}^{Atributo\ n=6} (Valoración_{Lugar} \times Valor_{Atributo\ n})$$

Aplicando para Abasto por ejemplo,

$$Puntaje_{Abasto} = (9,6 \times 9) + (10 \times 9) + (2 \times 10) + (7 \times 9) + (0 \times 4) + (6 \times 8,3) = 309$$

Notar que el Atributo V, Cercanía a la Demanda, ya que no se pudo analizar numéricamente con los datos existentes, por lo que se lo aplicará de forma teórica sobre el final de haber lugares con puntajes numéricamente iguales.

	GBA						
	Abasto	Gral. Rodríguez	Villa Lía	Manuel Belgrano	Campana	Ezeiza	Ramallo
Acceso a Gasoducto	9,6	9,6	9,4	9,2	9,2	9,6	9,6
Marcos Legales Ambientales	10	10	10	10	10	10	10
Zonificación	2	0	6	9	9	6	8
Disponibilidad de Agua	7	7	9	8	8	7	9
Cercanía a la demanda	0	0	0	0	0	0	0
Cercanía a distribución diesel	8,3	9,2	9,4	9,9	9,9	8,0	8,0
	309	295	354	394	394	347	385

	CEN y LITORAL						
	Arroyo Cabral	Malvinas Argentinas	Río Coronda	Rosario Oeste	Santo Tomé	Gran Paraná	Colonia Elia
Acceso a Gasoducto	9,8	9,4	9,6	9,6	9,6	9,4	0
Marcos Legales Ambientales	9,8	9,8	9	9	9	5,9	5,9
Zonificación	9	9,8	9	5	7	9,8	9,8
Disponibilidad de Agua	7	7	9	9	9	9	9
Cercanía a la demanda	0	0	0	0	0	0	0
Cercanía a distribución diesel	3,9	2,2	5,6	6,1	5,6	5,0	7,8
	353	347	381	335	352	347	279

	BUE y NOA							
	Hender son	Mac achín	Olav arría	Bahía Blanca	Puelches	Cobos	El Bracho	Lavalle
Acceso a Gasoducto	9,6	6	9,2	9,8	4	9,8	9,8	9,2
Marcos Legales Ambientales	10	10	10	10	10	3,4		
Zonificación	9,8	9,8	9,8	8	9,8	9,8	9,8	9,8
Disponibilidad de Agua	5	0	5	10	0	5	5	3
Cercanía a la demanda	0	0	0	0	0	0	0	0
Cercanía a distribución diesel	5,0	7,2	6,7	9,4	5,0	5,6	2,8	0,0
	349	285	356	405	254	295	248	208

Gráficamente,

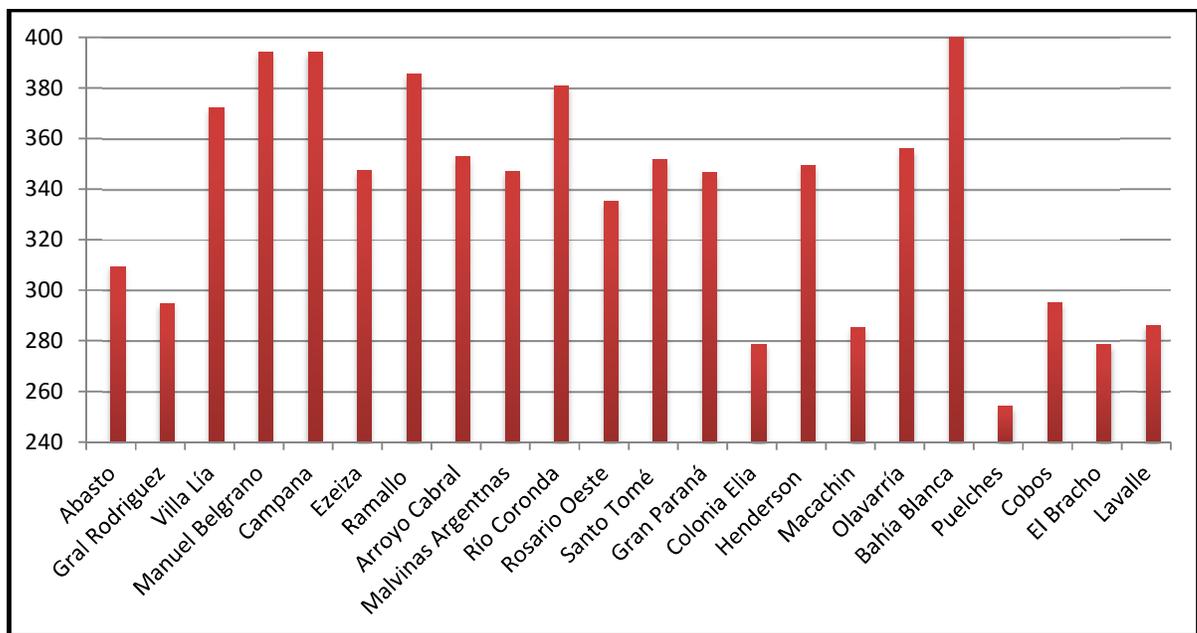


Fig. 16 - Resultados matriz de ponderación

Notar que para el total de sitios disponibles, hay varios que tienen igual viabilidad económica en un primer análisis. Cabe destacar que al momento de trazar las distancias que se traducen en dinero se buscó siempre la solución optimista, como si estuviesen todos los terrenos disponibles.

Bahía Blanca, Manuel Belgrano, Campana y Ramallo son las óptimas, es decir las que obtuvieron los mayores puntajes.

La elección final dependerá de condiciones particulares de análisis como ser:

- Estudio minucioso de la legislación local. Esto es en adición a las leyes Nacionales y Provinciales. Cada municipio tiene condiciones particulares respecto a factibilidad de construcción, requisitos ambientales y cargas impositivas.

- Estudio de Impacto Ambiental detallado según Res. 475/87 de la SE. A aprobar por el ENRE.
- Estudios requeridos por el Procedimiento Técnico 1 (PT1) de Cammesa, Estudios Eléctricos etapa I, II y III.
- Disponibilidad para la compra de terrenos adecuados.

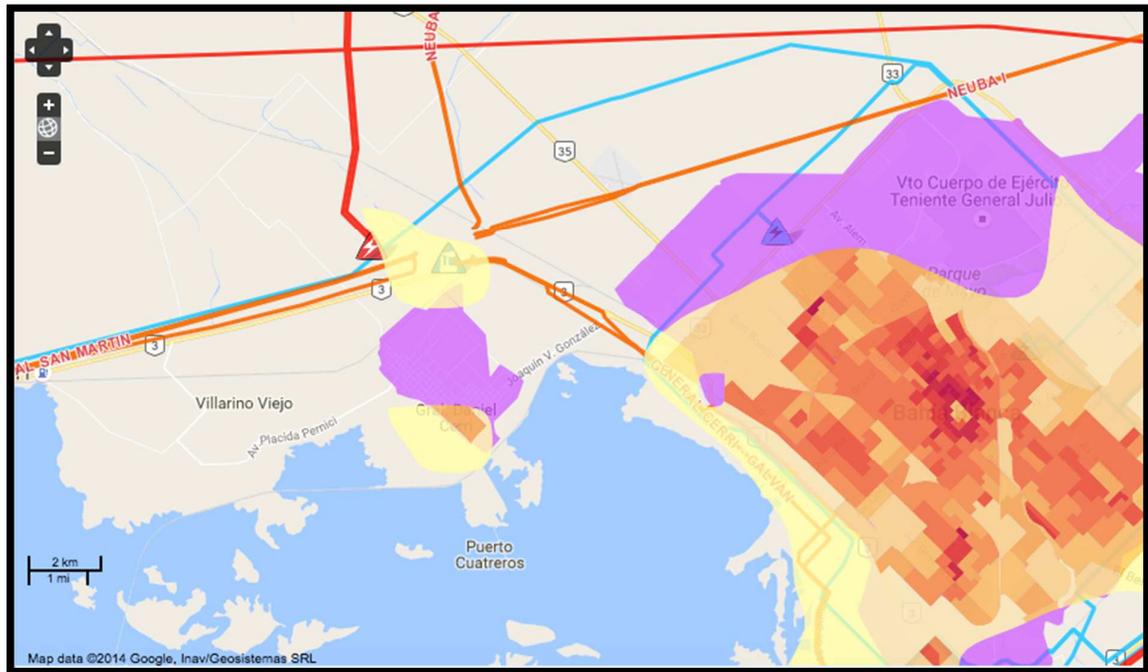


Fig. 17 - Ubicación Bahía Blanca

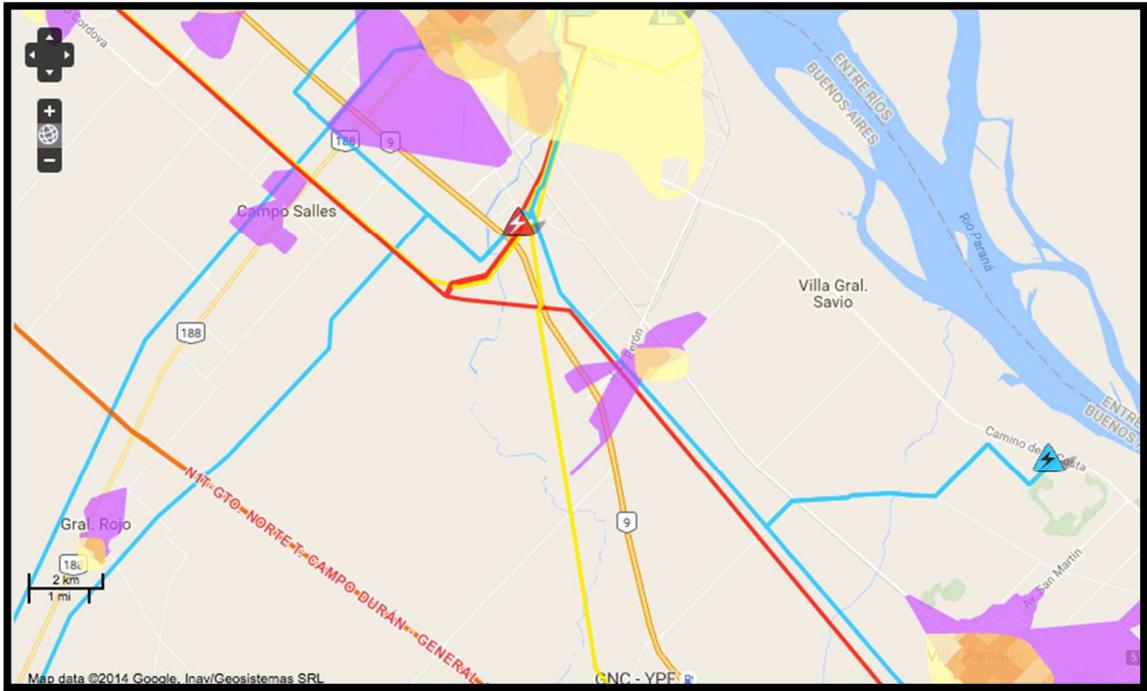


Fig. 18 - Ubicación Ramallo

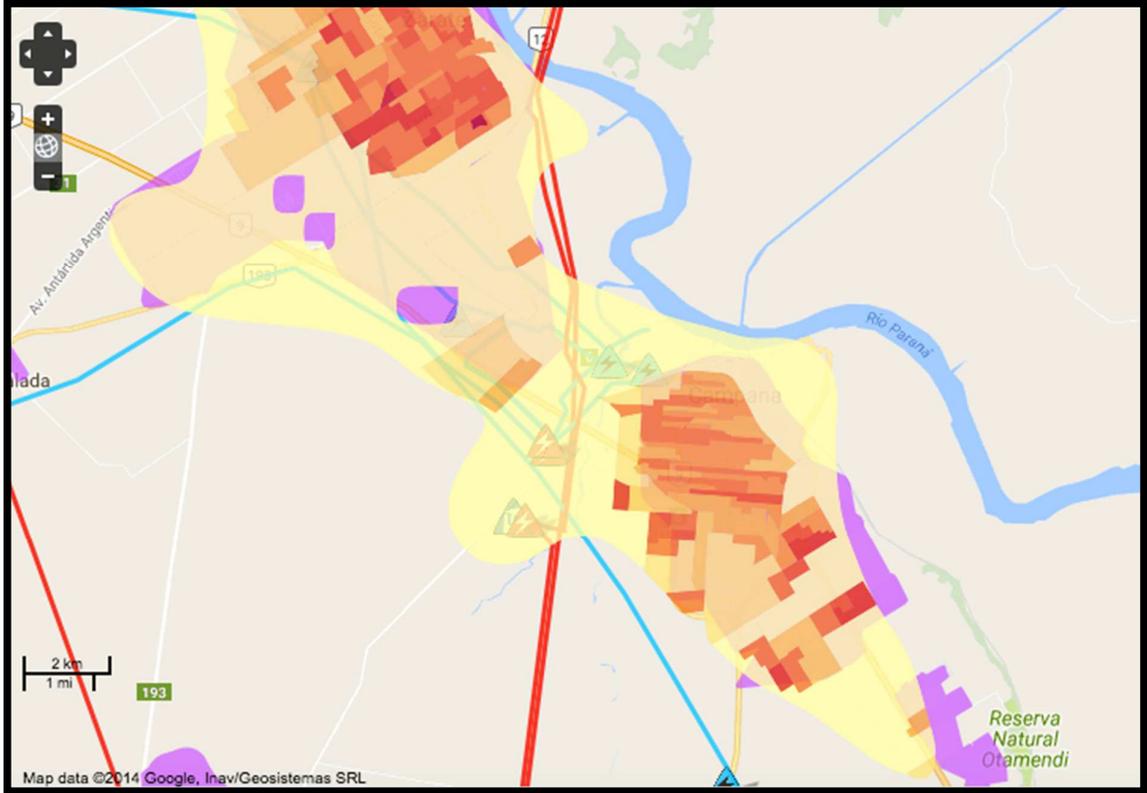


Fig. 19 - Ubicación Campana y Manuel Belgrano

Los costos asociados a la instalación en cada uno de estos lugares son:

		Manuel Belgrano	Campana	Ramallo	Bahía Blanca
Costo de construcción de gasoducto		8000	8000	4800	3200
Costo de construcción de LAT		2250	2250	4500	4500
Costo de construcción de acueducto		2400	2400	1200	600
Costo de dist de diesel para todo el contrato		1,82	1,82	589,62	45,50
	Total MUSD	12652	12652	11090	8345

Notar que de estos cuatro sitios potenciales, dos de ellos se encuentran en la misma zona y con escasos kilómetros de separación entre uno y otro (Manuel Belgrano y Campana), por lo que la decisión se reduce a tres zonas diferentes, todas ellas en la provincia de Buenos Aires.

Ramallo, Bahía Blanca y Campana.

De estas tres opciones **se recomienda Ramallo como primera opción**, Campana como segunda y Bahía Blanca como tercera.

Esto obedece fundamentalmente a que tanto Ramallo como Campana están más cerca de la demanda, por lo que entra en juego el Atributo IV que si bien no fue calculado numéricamente sí fue explicada su influencia.

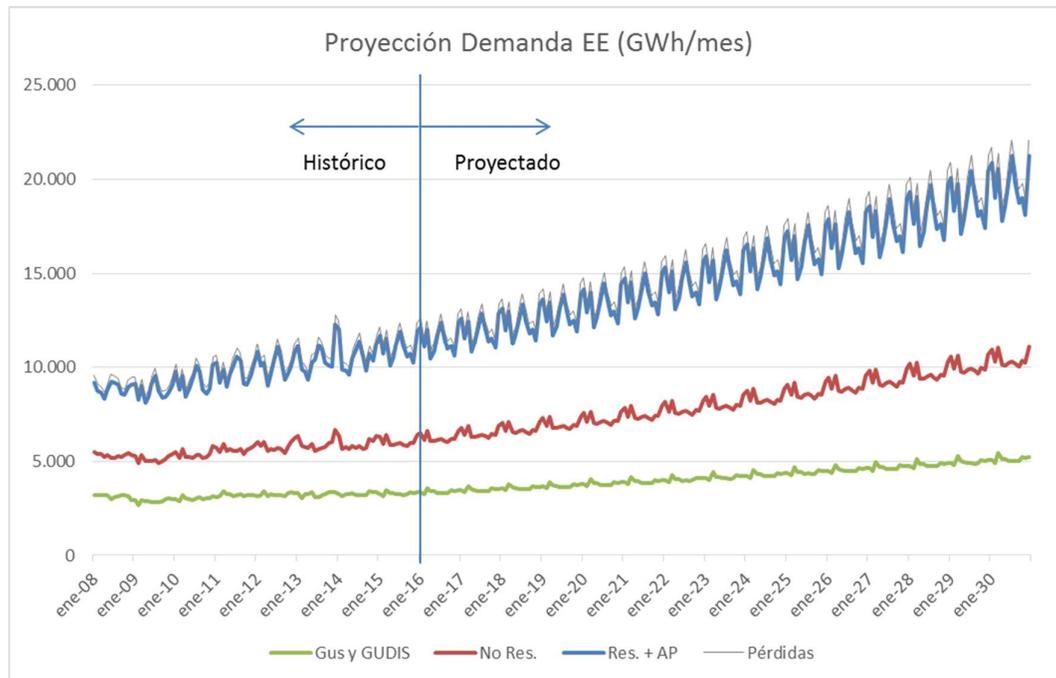
Mercado EE en Argentina

Proyección demanda EE

Para proyectar la demanda de energía eléctrica se asumió, basado en la proyección de variables macroeconómicas, un crecimiento promedio del 3,9% anual.

Se asumieron además pérdidas en el sistema de 4%, que incrementan la generación necesaria para abastecer la demanda.

Con estas premisas, y considerando la estacionalidad histórica, se proyectó la siguiente demanda:

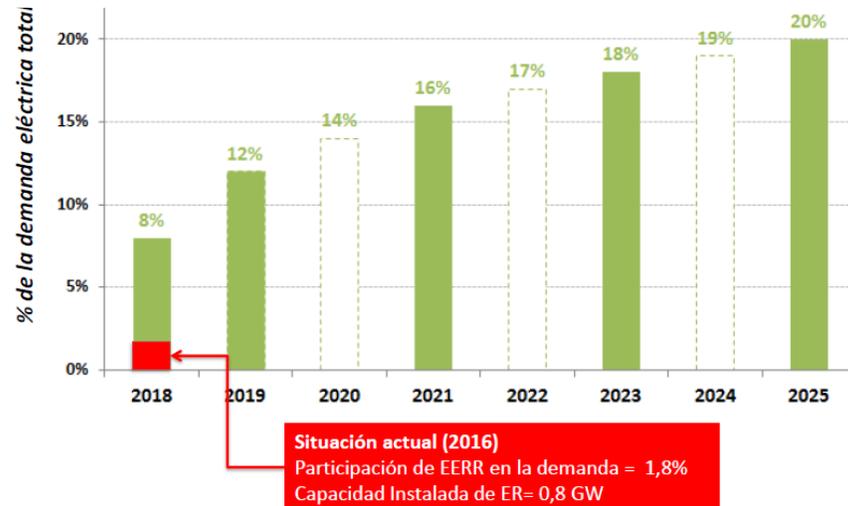


Proyección potencia y generación EE

Para suplir la demanda proyectada, la curva de oferta se armó considerando las siguientes premisas:

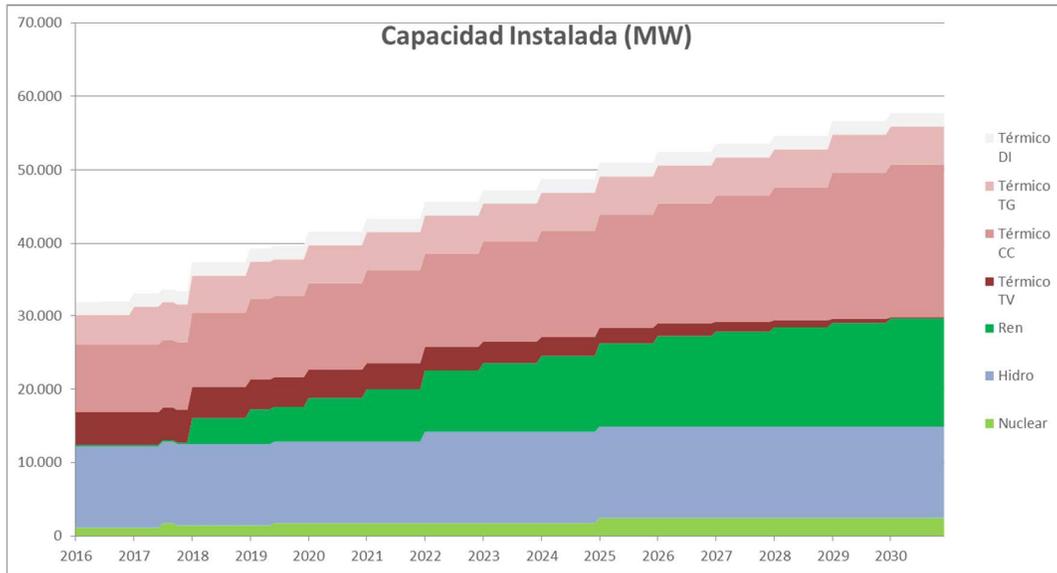
- Generación nuclear:
 - o de las dos centrales actualmente proyectadas asumimos que se construirá sólo una (Atucha III), y que su puesta en operación comercial se lograría en el 2025, incorporando 700 MW al SADI
 - o Se asume que a mediados de 2017 la central Embalse retoma su operación luego de la actual parada por mantenimiento, y que meses después entrará en mantenimiento Atucha I por un año y medio

- Generación hidráulica:
 - o Se asume que las centrales hidráulicas santacruceñas Kirchner y Cepernic se concluirán a principios de 2022 con 1350 MW, según actualizaciones del proyecto establecidas por el actual gobierno.
 - o Si bien el potencial de generación hidráulica sin desarrollar en el país es muy grande, se asume que las trabas socio-ambientales impedirán la concreción de nuevos proyectos en el plazo del presente trabajo.
- Generación renovable:
 - o Se asume que se cumplirá con metas de ley 27191 de energías renovables.

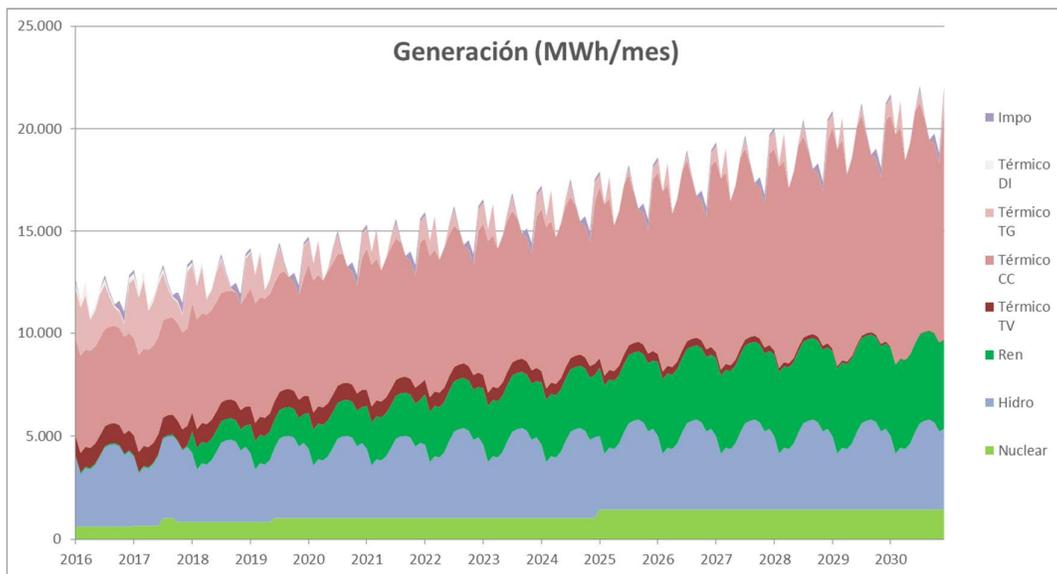


- Generación térmica:
 - o La generación adicional para cubrir la demanda se cubrirá con generación térmica (TGs y CCs). La tecnología considerada para cubrir picos de demanda serán las TGs.
 - o A principios de 2017 entran las centrales Turbo Gas de Vuelta de Obligado y Guillermo Brown sumando 1128 MW al SADI
 - o Se considera que el factor de uso de las TGs irá disminuyendo a medida que entre generación más eficiente (CC). Se busca como objetivo que el factor de uso de las TGs esté en torno al 10-15% de las horas de cada día.
 - o TVs: se asume que a medida que se vayan dando de baja las centrales con turbinas de vapor, éstas no se repondrán, con lo que su participación en la matriz de generación irá disminuyendo en el tiempo.
 - o Turbinas Diesel (TDs): se asume que en 4 años ya no se necesitará generar con unidades TD.

La proyección de potencia disponible bajo las premisas consideradas es la siguiente:



La generación dada por dicha potencia, según la demanda proyectada, es la siguiente:



CCGC en el mercado

Dada la actual situación del mercado eléctrico argentino donde hay un gran faltante de oferta de energía eléctrica de base, y dado que el CCGC será de los más eficientes, se considerará al CCGC como generación de base, que estará despachada siempre que esté disponible. Esta premisa se considerará válida al menos para los primeros años. Con el pasar de los años, CCGC perderá poco a poco eficiencia (por derrateo) y la entrada de nuevos ciclos combinados (con tecnologías más eficientes) harán que durante algunas horas al año la CCGC no sea despachada, teniendo que comprar la energía al spot para honrar sus contratos.

Dado el marco regulatorio proyectado, donde se prevé una contractualización 100% del mercado, se asume que la potencia y energía serán vendidas a una distribuidora. Dado que la distribuidora tendrá la posibilidad de cubrir su demanda de forma inteligente, es decir, para sus distintas franjas de consumo (valle, resto y pico) podrá contratar distintas tecnologías de generación de acuerdo al mix que más le convenga en cuanto a costos fijos y variables. De esta manera, la distribuidora contratará a CCGC como base de su demanda (dejando resto y pico a generación con costos de capital específicos menores).

Según el marco regulatorio propuesto, CCGC estará obligada a cobrar a la distribuidora, en concepto de potencia, no más que el costo de potencia de una central de punta (TG). Como por definición el costo de potencia de una central de punta es menor al costo de potencia de una central de base, CCGC deberá suplir el faltante ajustando su remuneración por energía. Entonces, CCGC firmará un contrato con una distribuidora que le comprará toda la energía y toda la potencia, por el cual recibirá un cargo por potencia igual al cargo por potencia de una TG, y un cargo por energía a negociar con la distribuidora según un proceso competitivo supervisado por el regulador.

Valuación Económica

Premisas consideradas.

La **capacidad** del ciclo combinado será de **900 MW**. El gran tamaño del ciclo combinado es favorable a la hora de aprovechar economías de escala, y será fácilmente colocable en el mercado eléctrico actual donde se necesita mucha potencia de base.

La **configuración** del CC será **3TGx200 MW + 1TVx300 MW**. La otra alternativa comercial posible era 2TG + 1 TV, pero eligió el esquema 3+1 para tener menor caída de output en los momentos en que las TGs estuvieran en mantenimiento.

Para el monto de la **inversión** se consideró como estándar **920 usd/kW**, basado en estándares de mercado y verificado con proyecto similar en México. Además, se consideraron 11 MMUSD adicionales en concepto de construcción de línea alta tensión para conexión a red, acueducto, derivación de gasoducto y logística de transporte de gasoil. Con esto, el monto de la inversión (sin considerar costos financieros ni iva) **asciende a 839 MMUSD**.

Capex	MMUSD
Isla de Potencia	260
Ingeniería, suministro y construcción	500
Otros Costos	68
Línea Alta Tensión y Ductos	11
Total	839

Se estima que el tiempo de construcción de la central será de dos años, con lo que la puesta en operación comercial se daría en **enero 2019**. El **plazo del proyecto** se determinó en **20 años** (+2 de construcción).

Si bien la capacidad nominal de la central será de 900 MW, la capacidad neta de consumos internos se estimó en **883 MW**. La central tendrá una **disponibilidad del 93%**. El 7% restante estará en mantenimientos (4-5%) o con falla intempestiva (3-2%).

La central tendrá una **eficiencia neta** estándar para ciclos combinados: **1550 kCal/kWh (55.5%)**

Combustibles: dados los cortes de gas natural que las industrias y usinas han tenido en los últimos inviernos, la central proyectada tendrá capacidad de quemar tanto gas natural como gasoil. Se estima que durante los primeros 2 años la central deberá funcionar a gasoil durante 30 días al año (8% del año), y que progresivamente, y a medida que haya más gas natural disponible en el país, dicho consumo se reducirá progresivamente hasta llegar a 15 días al año (4% del año). Los precios de dichos combustibles serán aquellos considerados en las proyecciones macro.

Operación y mantenimiento: basados en estándares de mercado, los costos fijos de O&M se estimaron en 15 usd/kW/año, y los costos variables de O&M en 2 usd/MWh (sin considerar combustibles). En total, serían unos **US\$ 28 millones/año**, (asumiendo un despacho igual a la disponibilidad de 93%).

Financiamiento: esquema **70/30** (Deuda/Capital). En línea con las últimas emisiones de deuda pública realizadas por el gobierno nacional, se asume un costo financiero promedio del **8%**, asumiendo que al principio el interés podría resultar más alto, pero que una vez en marcha la central podría refinanciar su deuda a un interés más bajo.. Se asume que los fondos provienen primero del accionista y luego de los bancos. El préstamo es a **15 años** (+ 1 año de gracia durante la construcción) para poder asegurar su repago con una cobertura mínima. La amortización del préstamo se realiza mediante sistema francés.

Rentabilidad: la rentabilidad objetivo para el accionista se fijó en 12% real, en línea con un wacc de ~7%, razonable en Argentina.

Impuestos: 35% Impuesto a las Ganancias. Depreciación fiscal 20 años. IVA 21%. Sin impuesto al dividendo. No se asumió ningún incentivo fiscal.

En línea con la proyección de capacidad instalada en el mercado eléctrico, donde prácticamente se debería instalar una nueva central CC de 900 MW por año, es de esperar que en algún momento aparezcan centrales más eficientes (ya sea por ser nuevas o por tener mejores tecnologías). A medida que la generación en el país con CC se asiente, llegará un momento en que CCGC no estará despachada el 100% de su tiempo disponible, sino que poco a poco irá perdiendo despacho en los horarios de valle. En esos momentos, dejará de generar y honrará su contrato con la distribuidora comprando energía en el mercado spot. Como dicha energía por definición será más barata que los costos, la central tendrá un margen de ganancia, producto de la diferencia entre sus ahorros y la compra en el mercado spot. Se asumió que las nuevas tecnologías mejorarán en promedio 1%/año sus costos operativos y que la central, a partir del año 7 de operación, irá perdiendo progresivamente 1,5% de despacho por año, llegando a un despacho de 70% en años 20.

Valor terminal: se asumió resultado neto último año.

La valuación se realizó a dólares constantes de 2016, por lo que no se consideró ninguna premisa de inflación.

Resultados

La **tarifa monómica** que con las premisas dadas satisface la rentabilidad del accionista del 12% (real) es **58 usd/MWh**. A la distribuidora se le cobraría un cargo fijo de 8500 usd/MW-mes (correspondiente al cargo fijo para una TG) más 46 usd/MWh promedio por la energía.

La **rentabilidad de activos** del proyecto (TIR sin financiamiento) es del **9%**

El **período de recupero simple** del capital, desde el momento en que se realiza el primer desembolso, es de **11 años**.

EL **DSCR** (proporción de cobertura del servicio de deudas) es de **x1,4 promedio**.

La **máxima exposición** para el accionista se estima en **US\$ 315 millones**

Precio monómico (usd/MWh)	58
Std Capex (usd/kW)	839
O&M Std Fijo (usd/kW/año)	15,0
O&M Std Variable (usd/MWh)	2,0
D/(D+E)	70%
Interés promedio	8%
Plazo repago (años)	15
TIR Accionista (ROE)	12,0%
TIR Proyecto (ROA)	8,9%
NPV @10% (MMusd)	61
Período repago simple (años)	11
Máxima exposición (MMusd)	314
DSCR promedio	1,42

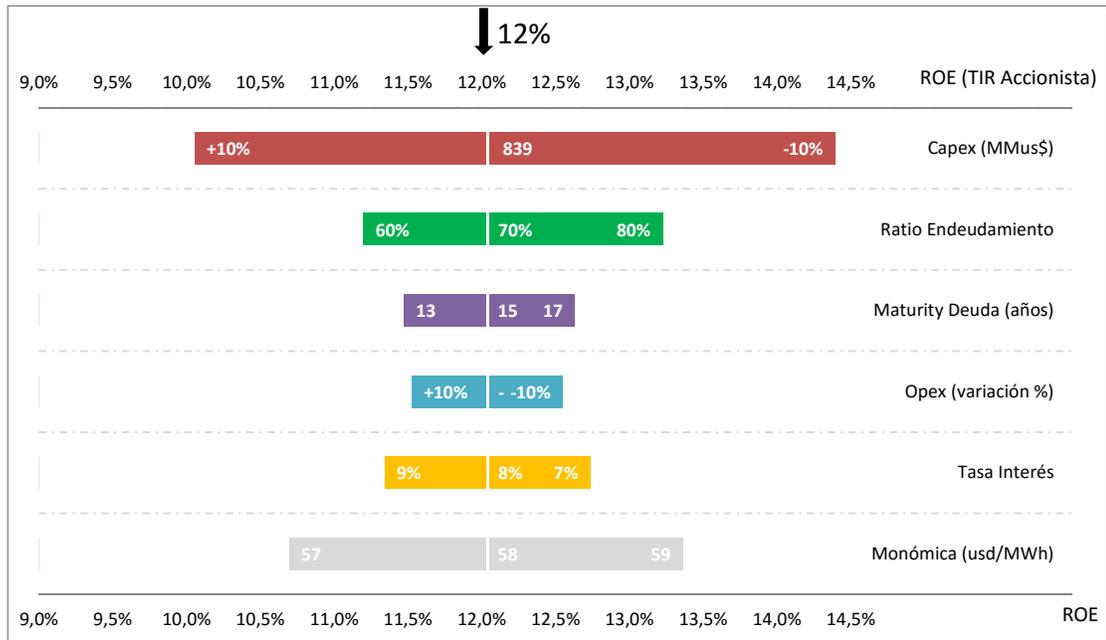
En el Anexo 3 se muestran evolución de los estados de resultados.

Sensibilidades al caso base

Se realizaron sensibilidades a cambios en Capex, Opex y condiciones financieras. Adicionalmente se realizó sensibilidad a la tarifa monómica, aunque ésta estaría fija con la firma del contrato. Los resultados registrados en cada sensibilidad fueron las rentabilidades (accionista y proyecto), NPV, período repago simple, máxima exposición accionista y DSCR promedio:

	Base	Sensibilidades											
		Capex		Opex		Financiamiento				Monómico			
Precio monómico (usd/MWh)	58											57	59
Std Capex (usd/kW)	839	923	755										
O&M Std Fijo (usd/kW/año)	15,0			16,5	13,5								
O&M Std Variable (usd/MWh)	2,0			2,2	1,8								
D/(D+E)	70%					60%	80%						
Interés promedio	8%							7%	9%				
Plazo repago (años)	15									13	17		
Resultados													
TIR Accionista (ROE)	12,0%	10,1%	14,4%	11,5%	12,5%	11,2%	13,2%	12,7%	11,3%	11,5%	12,6%	10,7%	13,3%
TIR Proyecto (ROA)	8,9%	7,9%	10,1%	8,7%	9,2%	8,9%	8,9%	8,9%	8,9%	8,9%	8,9%	8,3%	9,6%
NPV @10% (MMusd)	61	2	119	46	76	42	79	80	41	48	73	21	100
Período repago simple (años)	11	13	9	12	11	11	11	10	12	13	10	12	10
Máxima exposición (MMusd)	314	345	283	314	314	415	212	313	315	314	314	314	314
DSCR promedio	1,42	1,33	1,53	1,40	1,44	1,65	1,23	1,48	1,36	1,30	1,52	1,36	1,48

Se grafica la sensibilidad del ROE a los distintos factores:



Escenarios

Se plantearon dos posibles escenarios para valorizar su potencial impacto en el proyecto:

Escenario 1

Se plantea la posibilidad de que en el futuro no se logre desarrollar el shale gas en Argentina, y que debido a faltantes de gas la central deba operar con gasoil en una proporción de días similar a las actuales (30 días por año) en lugar de la proyectada (15 días por año). Es decir, se evalúa el escenario donde la central debe abastecerse de gasoil durante 30 días al año durante toda la vida del proyecto.

	Escenario	Escenario pesimista	
	Base	Sin reestructuración Deuda	Con reestructuración Deuda
Precio monómico (usd/MWh)	58	58	58
Std Capex (usd/kW)	839	839	839
O&M Std Fijo (usd/kW/año)	15,0	15,0	15,0
O&M Std Variable (usd/MWh)	2,0	2,0	2,0
D/(D+E)	70%	70%	70%
Interés promedio	8%	8%	8%
Plazo repago (años)	15	15	16,6
Resultados			
TIR Accionista (ROE)	12,0%	6,4%	6,5%
TIR Proyecto (ROA)	8,9%	6,0%	6,0%
NPV @10% (MMusd)	61	-87	-79
Período repago simple (años)	11	17	15
Máxima exposición (MMusd)	314	314	314
DSCR promedio	1,42	1,24	1,30

Bajo este escenario pesimista:

- La rentabilidad del accionista se reduce en casi la mitad: de 12% cae a 6,4%
- El período de recupero simple se retrasa 6 años, con lo que el accionista recuperaría el capital invertido (sin tener en cuenta su costo de oportunidad) recién en el año 17 desde que realizó su primer desembolso (año 15 de operación).
- Si bien el servicio de deuda se puede seguir pagando, el ratio de cobertura promedio cae a 1,24, muy en el límite de lo que suelen aceptar los bancos (1,25 mínimo, 1,30 promedio). Para tener un ratio de cobertura promedio de 1,30, se requeriría una reestructuración de la deuda que permita 1,6 años adicionales de repago. De lograr dicha reestructuración, el accionista lograría una mejor rentabilidad (6,5 en lugar de 6,4%) y adelantaría en dos años su período de recupero (15 años en lugar de 17)

Escenario 2

Se plantea la posibilidad de que suceda un boom de energías renovables en el país, y que la matriz energética se vuelva más “verde”, superando holgadamente los límites de generación renovable establecidas por la ley. Se asume que el objetivo de lograr 20% de generación renovable se logra en el 2022 (se adelanta 3 años) y que no se detiene allí sino que la participación sigue creciendo hasta llegar a un 35% en el 2030.

	Sensibilidades	
	Base	Esc. Opt
Precio monómico (usd/MWh)	58	58
Std Capex (usd/kW)	839	839
O&M Std Fijo (usd/kW/año)	15,0	15,0
O&M Std Variable (usd/MWh)	2,0	2,0
D/(D+E)	70%	70%
Interés promedio	8%	8%
Plazo repago (años)	15	15
Resultados		
TIR Accionista (ROE)	12,0%	12,2%
TIR Proyecto (ROA)	8,9%	9,1%
NPV @10% (MMusd)	61	69
Período repago simple (años)	11	11
Máxima exposición (MMusd)	314	314
DSCR promedio	1,42	1,41

Bajo este escenario optimista, al haber mayor proporción de generación no despachable (renovable), se desplaza la generación despachable, de modo que el factor de despacho se reduce. Si en el caso base la CCGC llegaba a un despacho promedio del 70% en el último año del proyecto, bajo este escenario optimista el despacho promedio se estima bajaría a 50% en el último año. La central, para honrar su contrato, tendría que salir a comprar energía al mercado spot que, por definición, tendrá menor costo que sus costos variables cuando no esté despachada.

Dado que el contrato con la distribuidora fija un precio variable inamovible, los ingresos de la central no mermarán, pero tendrá un ahorro en costos que, bajo el escenario planteado, mejoraría la rentabilidad del proyecto. Esta mejora en rentabilidad se vería parcialmente acotada por reducción en el valor terminal del proyecto, ya que finalizados los 20 años del contrato, el precio de venta de promedio de energía spot sería menor, debido a la mayor proporción de renovables. Con todas estas consideraciones, la rentabilidad del proyecto pasaría de 12,0 a 12,2%.

El periodo de repago simple y el costo financiero no cambian significativamente debido a que el mayor efecto de este escenario se ve reflejado en los últimos años del proyecto, cuando el mismo ya se encuentra repagado y cuando la deuda remanente es menor.

ANEXOS

ANEXO 1 - Plan Federal de la Red de Transporte - Transener

“Plan Federal de ampliación de la Red de Transporte (fuente: Transener.com.ar)”

Interconexión NEA – NOA (En Ejecución)

- 1209 km de línea de 500 kV y cinco nuevas EETT:

ET Gran Formosa 500/132 kV (300 MVA),

ET Chaco 500/132 kV (300 MVA),

ET Monte Quemado 500/132 kV (150 MVA),

ET Cobos 500/345 kV (450 MVA),

ET San Juancito 500/132 kV (300 MVA).

Adecuación de la ET Resistencia y ET El Bracho

Interconexión Comahue – Cuyo (En Ejecución)

- 705 km de línea de 500 kV y nueva ET Río Diamante 500/220 kV (300 MVA).

Interconexión Pico Truncado – Río Turbio – Río Gallegos (En Ejecución)

- Construcción de las LEATs 500kV Santa Cruz Norte – Río Santa Cruz (392 km), Río Santa Cruz – Esperanza (167 km), LEATs 220kV Esperanza – Río Turbio (149 km), Esperanza – Río Gallegos (128 km) inicialmente energizada en 132 kV, y la LAT 132kV Esperanza – El Calafate (154,4 km).

ET Río Santa Cruz 500/132/13,2 kV (150 MVA),

ET Esperanza 500/220/13,2 kV (300 MVA) y 220/132/13,2kV (100 MVA),

ET El Calafate 132/33 kV (100 MVA).

Interconexión San Juan – Rodeo (Proyectada)

- 165 km de línea de 500 kV e instalación de 300 MVA de transformación.

“Obras Resolución SE N 1/2003”

ET 25 de Mayo (Proyectada)

- Seccionamiento de la LEAT Henderson – Ezeiza 2.
- Instalación de un transformador 500/132 kV – 300 MVA.
- Ampliación sistema 132 kV Transba.

ET Henderson (En Ejecución)

- Instalación de un transformador 500/132 kV – 300 MVA.

ET Alicurá (En Ejecución)

- Ampliación de la bahía GIS 500 kV.
- Ampliación de la playa 132 kV.
- Equipamiento de conexión del transformador T9AL 500/132 kV – 150 MVA.

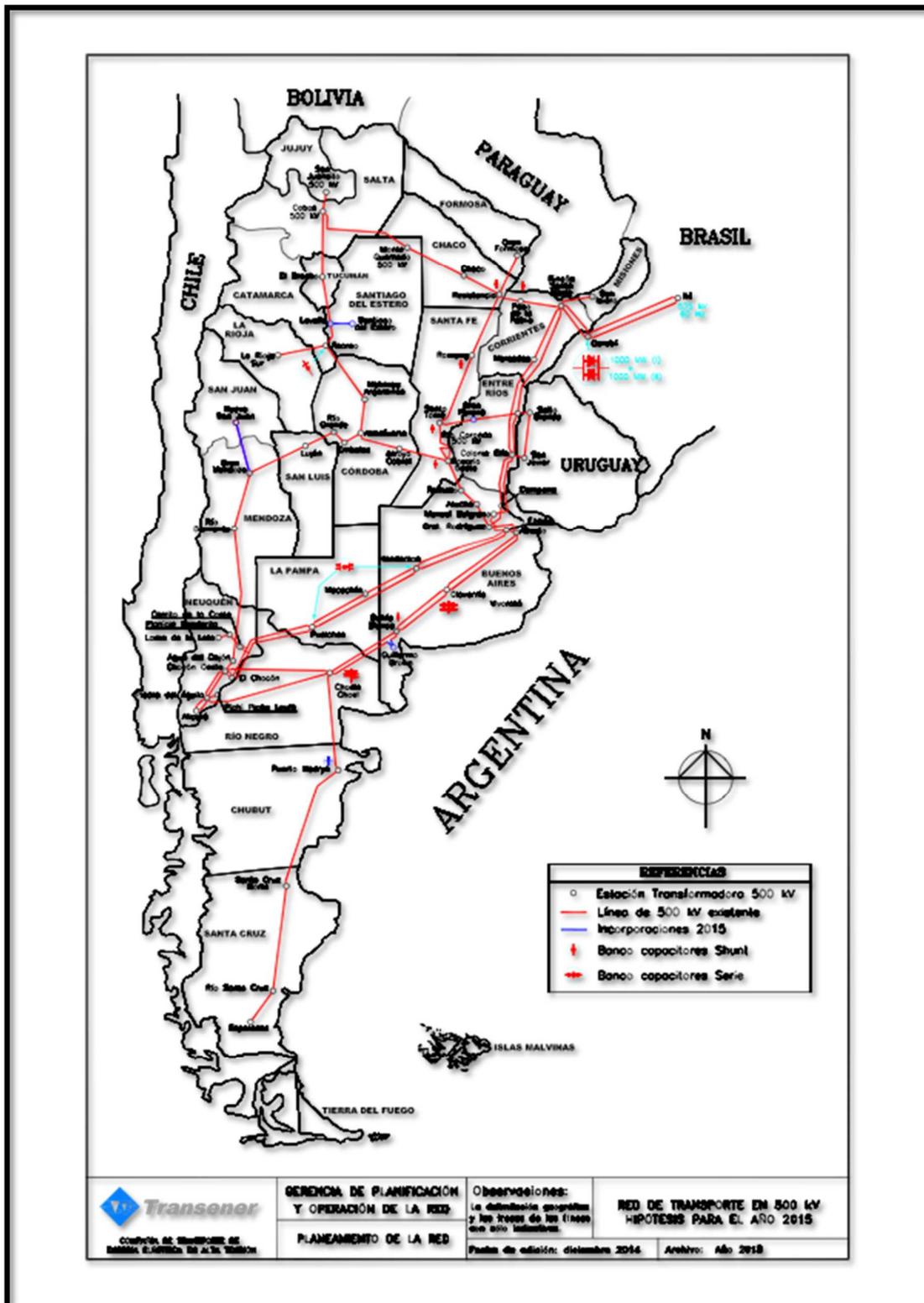
ET Ezeiza (En Ejecución)

- Obras civiles y equipamiento de 500 kV y 220 kV para la conexión del cuarto banco de 800 MVA en reserva caliente.

Transformadores de Reserva (En Ejecución)

- Instalación de transformadores de reserva en las EETT Resistencia, Paso de la Patria, Malvinas Argentinas y Olavarría, junto con el equipamiento necesario para su conexión rápida al sistema.

ANEXO 2 - Mapa de la Red de Transporte en 500 kV - Transener



ANEXO 3 – Estados Contables

Cash Flow	Total	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
<i>Caja Inicial</i>	<i>MMusd</i>	-	0,3	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
<i>Ingresos</i>	<i>MMusd</i>	8.995,6	-	-	449,5	450,7	449,5	449,5	449,5	450,7	449,5	449,5	449,5	450,7	449,5	449,5	449,5	450,7	449,5	449,5	449,5	450,7	449,5	
Total Ingresos	MMusd	8.995,6	-	-	449,5	450,7	449,5	449,5	449,5	450,7	449,5													
O&M Variable	MMusd	-264,4	-	-	-14,4	-14,4	-14,4	-14,4	-14,4	-14,4	-14,1	-13,9	-13,6	-13,3	-13,1	-12,8	-12,6	-12,3	-12,1	-11,8	-11,6	-11,3	-11,0	
O&M Fijo	MMusd	-270,0	-	-	-13,5	-13,5	-13,5	-13,5	-13,5	-13,5	-13,5	-13,5	-13,5	-13,5	-13,5	-13,5	-13,5	-13,5	-13,5	-13,5	-13,5	-13,5	-13,5	
Combustibles	MMusd	-5.010,7	-	-	-259,8	-274,1	-279,6	-285,6	-297,7	-296,3	-285,6	-272,8	-261,7	-251,4	-241,7	-234,2	-232,5	-229,0	-225,5	-222,2	-219,5	-216,1	-212,6	-212,8
Compra energía a spot	MMusd	-892,2	-	-	-20,6	-21,7	-22,1	-22,6	-23,5	-23,4	-23,0	-27,6	-32,1	-36,4	-40,6	-45,0	-50,4	-55,5	-60,7	-66,0	-71,6	-77,1	-82,5	-89,6
Impuesto a las Ganancias	MMusd	-471,5	-	-	-8,6	-13,6	-12,2	-11,0	-7,3	-9,2	-13,7	-17,9	-21,9	-26,2	-29,8	-32,7	-33,3	-35,1	-35,2	-34,6	-33,6	-33,4	-32,4	-29,9
Inversión	MMusd	-839,0	-251,7	-587,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
IVA	MMusd	0,0	-52,9	-128,6	18,2	15,9	15,1	14,3	12,2	13,3	16,0	18,5	20,9	23,5	13,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Expenses	MMusd	-7.747,8	-304,6	-715,9	-298,7	-321,4	-326,7	-332,7	-344,2	-343,5	-334,2	-327,5	-322,1	-317,7	-325,3	-338,5	-342,5	-345,8	-347,2	-348,3	-350,1	-351,7	-352,3	-356,9
Free Cash Flow	MMusd	1.247,8	-304,6	-715,9	150,7	129,3	122,7	116,8	105,2	107,2	115,3	122,0	127,4	133,0	124,2	111,0	107,0	104,9	102,3	101,1	99,4	99,0	97,2	92,5
Intereses durante construcción	MMusd	-25,1	-	-25,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Intereses durante operación	MMusd	-446,8	-	-	-54,6	-51,1	-48,1	-45,2	-42,5	-40,0	-36,9	-33,2	-28,9	-23,8	-18,3	-13,3	-8,2	-2,8	-	-	-	-	-	-
Costos financieros	MMusd	-472,0	-	-25,1	-54,6	-51,1	-48,1	-45,2	-42,5	-40,0	-36,9	-33,2	-28,9	-23,8	-18,3	-13,3	-8,2	-2,8	-	-	-	-	-	-
Desembolsos deuda	MMusd	731,9	-	731,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Repagos Deuda	MMusd	-731,9	-	-	-51,4	-40,0	-38,4	-37,1	-31,6	-35,5	-44,2	-52,7	-60,8	-69,8	-69,2	-64,9	-67,2	-69,1	-	-	-	-	-	-
Desembolsos y pagos deuda	MMusd	-0,0	-	731,9	-51,4	-40,0	-38,4	-37,1	-31,6	-35,5	-44,2	-52,7	-60,8	-69,8	-69,2	-64,9	-67,2	-69,1	-	-	-	-	-	-
Efectivo disponible para accion	MMusd	775,8	-304,6	-9,1	44,8	38,2	36,3	34,5	31,1	31,7	34,1	36,1	37,7	39,3	36,7	32,8	31,6	33,0	102,3	101,1	99,4	99,0	97,2	92,5
Aporte accionista	MMusd	313,9	304,8	9,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Recupero capital accionista	MMusd	-313,9	-	-	-44,5	-38,2	-36,3	-34,5	-31,1	-31,7	-34,1	-36,1	-27,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos	MMusd	-775,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-10,4	-39,3	-36,7	-32,8	-31,6	-33,0	-102,3	-101,1	-99,4	-99,0	-97,2	-93,0
Cash Flow to Equity (before wi	MMusd	-775,8	304,8	9,1	-44,5	-38,2	-36,3	-34,5	-31,1	-31,7	-34,1	-36,1	-37,7	-39,3	-36,7	-32,8	-31,6	-33,0	-102,3	-101,1	-99,4	-99,0	-97,2	-93,0
<i>Caja Final</i>	<i>MMusd</i>		0,3	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	-0,0

Usos y Fuentes	Total	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
Inversiones	MMusd	839,0	251,7	587,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Costos Financieros	MMusd	472,0	-	25,1	54,6	51,1	48,1	45,2	42,5	40,0	36,9	33,2	28,9	23,8	18,3	13,3	8,2	2,8	-	-	-	-	-	
Costos operativos	MMusd	6.908,8	-	-	316,9	337,3	341,8	347,0	356,4	356,7	350,2	346,0	343,0	341,2	338,9	338,5	342,5	345,8	347,2	348,3	350,1	351,7	352,3	356,9
IVA	MMusd	-0,0	52,9	128,6	-18,2	-15,9	-15,1	-14,3	-12,2	-13,3	-16,0	-18,5	-20,9	-23,5	-13,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Capital de trabajo	MMusd	-	0,3	-	0,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-0,5
Otros	MMusd	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Usos	MMusd	8.219,7	304,8	741,1	353,6	372,5	374,8	377,8	386,8	383,5	371,2	360,7	351,0	341,5	343,6	351,8	350,7	348,6	347,2	348,3	350,1	351,7	352,3	356,4
Capital	MMusd	-775,8	304,8	9,1	-44,5	-38,2	-36,3	-34,5	-31,1	-31,7	-34,1	-36,1	-37,7	-39,3	-36,7	-32,8	-31,6	-33,0	-102,3	-101,1	-99,4	-99,0	-97,2	-93,0
Deuda	MMusd	-0,0	-	-	731,9	-51,4	-40,0	-38,4	-37,1	-31,6	-35,5	-44,2	-52,7	-60,8	-69,8	-69,2	-64,9	-67,2	-69,1	-	-	-	-	-
Ingresos	MMusd	8.995,6	-	-	449,5	450,7	449,5	449,5	449,5	450,7	449,5	449,5	449,5	450,7	449,5	449,5	449,5	450,7	449,5	449,5	449,5	450,7	449,5	449,5
Total Fuentes	MMusd	8.219,7	304,8	741,1	353,6	372,5	374,8	377,8	386,8	383,5	371,2	360,7	351,0	341,5	343,6	351,8	350,7	348,6	347,2	348,3	350,1	351,7	352,3	356,4

Estado Resultados		Total	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Ingresos	MMUSD	8.995,6	-	-	449,5	450,7	449,5	449,5	449,5	450,7	449,5	449,5	449,5	450,7	449,5	449,5	449,5	450,7	449,5	449,5	449,5	450,7	449,5	449,5
Ingresos	MMUSD	8.995,6	-	-	449,5	450,7	449,5	449,5	449,5	450,7	449,5	449,5	449,5	450,7	449,5	449,5	449,5	450,7	449,5	449,5	449,5	450,7	449,5	449,5
O&M Variable	MMUSD	-264,4	-	-	-14,4	-14,4	-14,4	-14,4	-14,4	-14,4	-14,1	-13,9	-13,6	-13,3	-13,1	-12,8	-12,6	-12,3	-12,1	-11,8	-11,6	-11,3	-11,0	-11,0
O&M Fijo	MMUSD	-270,0	-	-	-13,5	-13,5	-13,5	-13,5	-13,5	-13,5	-13,5	-13,5	-13,5	-13,5	-13,5	-13,5	-13,5	-13,5	-13,5	-13,5	-13,5	-13,5	-13,5	-13,5
Combustibles	MMUSD	-5.010,7	-	-	-259,8	-274,1	-279,6	-285,6	-297,7	-296,3	-285,6	-272,8	-261,7	-251,4	-241,7	-234,2	-232,5	-229,0	-225,5	-222,2	-219,5	-216,1	-212,6	-212,8
Compra energía a spot	MMUSD	-892,2	-	-	-20,6	-21,7	-22,1	-22,6	-23,5	-23,4	-23,0	-27,6	-32,1	-36,4	-40,6	-45,0	-50,4	-55,5	-60,7	-66,0	-71,6	-77,1	-82,5	-89,6
Total costos operativos	MMUSD	-6.437,3	-	-	-308,4	-323,7	-329,6	-336,0	-349,1	-347,6	-336,5	-328,1	-321,1	-314,9	-309,1	-305,8	-309,2	-310,7	-312,0	-313,8	-316,5	-318,3	-319,9	-327,0
EBITDA	MMUSD	2.558,3	-	-	141,1	127,0	119,8	113,4	100,4	103,1	113,0	121,4	128,4	135,8	140,3	143,7	140,3	140,0	137,5	135,7	133,0	132,4	129,6	122,5
Depreciación	MMUSD	-739,3	-	-	-37,0	-37,0	-37,0	-37,0	-37,0	-37,0	-37,0	-37,0	-37,0	-37,0	-37,0	-37,0	-37,0	-37,0	-37,0	-37,0	-37,0	-37,0	-37,0	-37,0
EBIT	MMUSD	1.819,0	-	-	104,1	90,0	82,9	76,5	63,4	66,1	76,0	84,5	91,4	98,8	103,4	106,7	103,3	103,0	100,5	98,7	96,0	95,4	92,6	85,5
Costos financieros	MMUSD	-472,0	-	-25,1	-54,6	-51,1	-48,1	-45,2	-42,5	-40,0	-36,9	-33,2	-28,9	-23,8	-18,3	-13,3	-8,2	-2,8	-	-	-	-	-	-
EBIT	MMUSD	1.347,0	-	-25,1	49,6	38,9	34,8	31,3	20,9	26,2	39,1	51,2	62,5	74,9	85,1	93,5	95,2	100,2	100,5	98,7	96,0	95,4	92,6	85,5
Impuesto a las Ganancias	MMUSD	-471,5	-	-	-8,6	-13,6	-12,2	-11,0	-7,3	-9,2	-13,7	-17,9	-21,9	-26,2	-29,8	-32,7	-33,3	-35,1	-35,2	-34,6	-33,6	-33,4	-32,4	-29,9
Utilidad Neta	MMUSD	875,6	-	-25,1	41,0	25,3	22,6	20,4	13,6	17,0	25,4	33,3	40,6	48,7	55,3	60,7	61,9	65,1	65,3	64,2	62,4	62,0	60,2	55,6

Balance simplificado		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Efectivo	MMUSD	0,3	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Activos corrientes	MMUSD	0,3	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Activos Fijos	MMUSD	209,8	741,1	839,0	839,0	839,0	839,0	839,0	839,0	839,0	839,0	839,0	839,0	839,0	839,0	839,0	839,0	839,0	839,0	839,0	839,0	839,0	839,0
Depreciación Activos fijos	MMUSD	-	-	-30,8	-67,8	-104,7	-141,7	-178,7	-215,6	-252,6	-289,5	-326,5	-363,5	-400,4	-437,4	-474,4	-511,3	-548,3	-585,3	-622,2	-659,2	-696,1	-733,1
Créditos IVA	MMUSD	44,0	159,2	166,0	149,6	134,4	119,9	107,9	95,1	79,5	61,4	40,9	17,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Non Current Assets	MMUSD	253,8	900,3	974,2	920,8	868,7	817,2	768,2	718,5	666,0	610,9	553,4	493,3	438,6	401,6	364,6	327,7	290,7	253,7	216,8	179,8	142,9	105,9
TOTAL ASSETS	MMUSD	254,0	900,6	974,7	921,3	869,2	817,7	768,7	719,0	666,5	611,4	553,9	493,8	439,1	402,1	365,1	328,2	291,2	254,2	217,3	180,3	143,4	106,4
Deuda bancaria	MMUSD	-	603,6	687,2	646,1	607,5	570,2	539,0	505,0	462,1	410,7	351,3	282,8	211,7	147,2	80,6	10,1	-	-	-	-	-	-
Deudas	MMUSD	-	603,6	687,2	646,1	607,5	570,2	539,0	505,0	462,1	410,7	351,3	282,8	211,7	147,2	80,6	10,1	-	-	-	-	-	-
Total Pasivo	MMUSD	-	603,6	687,2	646,1	607,5	570,2	539,0	505,0	462,1	410,7	351,3	282,8	211,7	147,2	80,6	10,1	-	-	-	-	-	-
Capital	MMUSD	254,0	313,9	275,9	237,0	200,4	165,5	134,4	103,1	69,4	33,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado Acumulado	MMUSD	-	-17,0	11,6	38,2	61,3	82,0	95,3	110,9	135,0	167,1	206,4	254,0	308,2	368,8	430,2	495,0	560,4	624,9	687,4	749,6	810,6	866,7
Distribución de resultados	MMUSD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-3,8	-43,0	-80,9	-113,9	-145,7	-176,9	-209,2	-240,6	-270,1	-299,3	-327,2	-354,0
Total Patrimonio Neto	MMUSD	254,0	297,0	287,5	275,2	261,7	247,6	229,7	214,0	204,4	200,7	202,6	211,0	227,3	254,9	284,5	318,1	291,2	254,2	217,3	180,3	143,4	106,4
Pasivo + Patrimonio Neto	MMUSD	254,0	900,6	974,7	921,3	869,2	817,7	768,7	719,0	666,5	611,4	553,9	493,8	439,1	402,1	365,1	328,2	291,2	254,2	217,3	180,3	143,4	106,4

Abreviaturas y acrónimos utilizados

AT: Alta Tensión
BUE: Zona Provincia de Buenos Aires
C°: Grados centígrados
Cammesa: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
CTCC: Central Térmica de Ciclo Combinado
EIA: Estudio de Impacto Ambiental
ENRE: Ente Nacional Regulador de la Electricidad
ET: Estación Transformadora
GBA: Zona Gran Buenos Aires
GWh: Gigawatt hora
Hr: Humedad relativa
INPRES: Instituto Nacional de Prevención Sísmica
ISO: International Organization for Standardization
Kcal: Kilocaloría
Km/h: Kilómetro por hora
kV: Kilovolt
kWh: Kilowatt hora
LAT: Línea de Alta Tensión
m³: Metro cúbico
Mm³: Miles de metros cúbicos
MMm³: Millones de metros cúbicos
MUSD: Miles de dólares de Estados Unidos
MW: Megawatt
MWh: Megawatt hora
NEA: Noreste Argentino
NOA: Noroeste Argentino
O&M: Operación y Mantenimiento
Pa: Pascal
PCI: Poder Calorífico Inferior
SADI: Sistema Argentino de Interconexión
SE: Secretaría de Energía
TG: Turbina de gas
TV: Turbina de vapor
USC: Centavos de dólar de Estados Unidos
USD: Dólares de Estados Unidos

Agradecimientos

Ing. Ariel Zotti. Consultora ambiental A.G.U.A.

Ing. Jesús Viciano. Consultora de Ingeniería SIEyE.

Ing. Ricardo Andreani. Ex alumno de posgrado ITBA.