



UADE

Facultad de Ciencias Económicas

Licenciatura en Administración de Empresas

Trabajo de Investigación Final

***FACTIBILIDAD PARA EL CIERRE DE CICLO EN TURBINAS DE GENERACIÓN
TERMOELÉCTRICAS***

Autores:

BERTANI, IGNACIO LU1068528

LABURU, JON LU1072707

Tutores:

DE ARTECHE, MONICA REGINA

SOSA, FEDERICO ADRIAN

2018

Ciudad Autónoma de Buenos Aires

AGRADECIMIENTOS

Queremos agradecer en primer lugar a los profesionales del rubro energético Ing. Julián Sarti y Eco. Osvaldo Cado quienes invirtieron parte de su tiempo en transmitir sus experiencias y conocimientos con nosotros.

Por otro lado, no podemos dejar de agradecer a nuestros profesores Mónica De Arteche y Federico Sosa quienes fueron nuestros tutores desde el comienzo.

RESUMEN

El siguiente Trabajo de Investigación Final realiza un abordaje sobre los beneficios de incurrir en un proyecto de inversión para adicionar un cierre de ciclo en una turbina de gas de generación de energía eléctrica. Entre Enero y Mayo de 2018 el mercado de generación eléctrica estuvo constituido por un 66% de generación fósil, mientras que el 90% de ese valor fue generado por gas.

La minuciosa exploración del funcionamiento del mercado argentino de la generación eléctrica; llevada a cabo a partir de la realización de dos entrevistas a ejecutivos en la materia energética, la confección y análisis de un documento de correlación estadística formulado con datos reales de 11 turbinas de gas existentes, la confección y análisis de un documento de evolución financiera pronosticada a lo largo de 10 años de implementado un cierre de ciclo y bibliografía pertinente, permite detectar las principales ventajas, como por ejemplo la mejora de eficiencia producida en la generación, la minimización del impacto en la contaminación ambiental, la subvención estatal argentina mediante resoluciones vigentes y la positiva evaluación financiera del proyecto planteado al inicio.

El mercado energético argentino es deficitario en términos de generación producto de la falta de eficiencia, el trabajo de campo aquí realizado confirma que esta situación puede revertirse considerablemente en el mediano plazo con la incorporación de los cierres de ciclo aumentando la capacidad instalada y la rentabilidad para inversores privados al mismo tiempo que se disminuye la contaminación ambiental emitida en el proceso.

PALABRAS CLAVE

Energía - Rentabilidad - Contaminación - Generación

ABSTRACT

The following Final Research Paper addresses the benefits of incurring an investment project to add a cycle closure in a gas turbine for energy electric generation. Between January and May of 2018, the electricity generation market was composed of 66% of fossil generation, while 90% of that value was generated by gas.

The meticulous exploration of the functioning of the Argentine electricity generation market; carried out from the realization of two interviews to experts in the energetic matter, the preparation and analysis of a document of statistical correlation formulated with real data of 11 existing gas turbines, the preparation and analysis of a document of predicted financial evolution Throughout 10 years of implementing a cycle closure and relevant bibliography, it allows detecting the main advantages, such as the improvement of efficiency produced in generation, the minimization of the impact on environmental pollution, the Argentine state subsidy through current resolutions and the positive Financial evaluation of the project proposed at the beginning.

The Argentine energy market is deficient in terms of generation due to lack of efficiency, the field work carried out here confirms that this situation can be reversed considerably in the medium term with the incorporation of the cycle closings increasing installed capacity and profitability for private investors while reducing the environmental pollution emitted in the process.

KEYWORDS

Energy - Profitability - Pollution - Generation

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	9
1.1	JUSTIFICACIÓN	9
1.2	PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN	11
1.3	HIPOTESIS	11
1.4	OBJETIVOS	12
1.5	ALCANCE	12
	MARCO TEÓRICO	13
1.6	CAPÍTULO 1 - El mercado energético Argentino	13
1.6.1	Antecedentes energéticos en Argentina	14
1.6.2	La generación de energía eléctrica	21
1.6.2.1	Generadores	21
1.6.2.2	El Transporte	24
1.6.2.3	Los Distribuidores	25
1.6.2.4	Los Grandes Usuarios	26
1.6.2.5	Estado Nacional	26
	1.6.2.5.1 Rol del Gobierno	26
	1.6.2.5.2 Entidades y jurisdicción	27
	1.6.2.5.3 Límites y restricciones	27
1.6.3	Políticas del Estado en respuesta a la creciente demanda a través del tiempo	28
1.6.3.1	Cierre de ciclo para turbinas termogeneradoras (TG) existentes (Resolución 287-E/2017)	28
1.6.3.2	Nueva generación II (Resolución SE 21/2016)	29
1.6.3.3	Nueva generación (Resolución SE 220/2007)	30
1.7	CAPÍTULO 2 - Características de las turbinas generadoras de gas con ciclo combinado	31
1.7.1	Descripción técnica de la tecnología	31
1.7.1.1	Características técnicas	31
1.7.1.2	Descripción del turbogruppo FT4000	32
1.7.1.3	Beneficios del cierre de ciclo en la turbina generadora de gas	33

1.7.1.3.1	Mejora de rendimiento	33
1.7.1.3.2	Contaminación – Emisiones de gases	34
1.8	CAPÍTULO 3 – Evaluación financiera	38
1.8.1	Principales Variables	38
1.8.1.1	Disponibilidad de potencia	38
1.8.1.2	Despacho o generación de energía	39
1.8.1.3	Costos asociados	39
1.8.1.4	Precios	40
1.8.2	Herramientas de evaluación	40
1.8.2.1	Valor Actual Neto (VAN)	40
1.8.2.1.1	Criterio de selección de proyectos según el VAN	41
1.8.2.1.2	Ventajas e inconvenientes del VAN	41
1.8.2.2	Tasa Interna de Retorno (TIR)	42
1.8.2.2.1	Definición del cálculo de la TIR	42
1.8.2.2.2	Criterio de selección de proyectos según la Tasa interna de retorno	42
1.8.2.2.3	Representación gráfica de la TIR	42
1.8.2.2.4	Inconvenientes de la Tasa interna de retorno	44
1.8.2.3	Comparación entre VAN y TIR	45
1.8.2.4	Payback - Plazo de Recuperación	45
1.8.2.4.1	Método para el cálculo del Payback	45
1.8.2.4.2	Inconvenientes del Payback	46
2	METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	46
2.1	Métodos de investigación	46
2.1.1	Paradigma cuantitativo y cualitativo	46
2.1.2	Paradigma MIXTO	47
2.1.3	Cuadro relacional de variables, dimensiones, indicadores e instrumentos	48
3	TRABAJO DE CAMPO Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	50
3.1	Análisis del Proyecto de Cierre de Ciclo de un Turbogruppo	50
3.1.1	Resumen información técnica turbina	51
3.1.2	Resumen información Cierre de Ciclo (Incremental)	52
3.1.3	Principales Variables e Indicadores	52

3.1.3.1	Disponibilidad de potencia	52
3.1.3.2	Despacho o generación de energía	53
3.1.3.3	Costos asociados	53
3.1.3.4	Precios	53
3.1.3.5	Costo de la inversión	55
3.1.4	Modelo de negocio	56
3.1.4.1	Moneda	56
3.1.4.2	Funcionamiento de la central bajo el MEM	56
3.1.4.3	Contrato con el MEM	56
3.1.4.4	Resultados	57
3.1.5	TIR, VAN y PAYBACK	58
3.2	Análisis de la observación en planta	60
3.3	Análisis de entrevistas a ejecutivos	60
3.3.1	Objetivos	60
3.3.2	Ing. Julian Pablo Sarti (Director en Generación independencia S.A.)	61
3.3.3	Economista Osvaldo Cado (Gerente de Estructuraciones Financieras en Grupo Albanesi)	64
3.3.4	Cuadro de relación entre entrevistas a ejecutivos	67
3.3.5	Osgood – Matrices de relación entre variables	68
3.3.5.1	Eficiencia en la Generación - Contaminación Ambiental	68
3.3.5.2	Rentabilidad de Proyecto – Incentivo del Estado	69
3.3.5.3	Conclusión de las matrices de Osgood	69
3.4	Análisis de documento – datos de operación de turbinas (Correlación)	70
4	CONCLUSIONES	72
5	IMPLICANCIAS	74
6	BIBLIOGRAFIA	74
6.1	Anexo 1 - MODELO DE NEGOCIO (Análisis profundo)	79
6.2	Anexo 2 - MODELO DE NEGOCIO_PROYEC_CC (Cálculos numéricos)	79
6.3	Anexo 3 - Entrevista Ing. Julian Sarti (Análisis); Entrevista Ing. Julian Sarti (Crudo)	79
6.4	Anexo 4 - Entrevista Osvaldo Cado (Análisis); Entrevista Osvaldo Cado (Crudo)	79
6.5	Anexo 5 - CUADRO RELACIÓN ESTADÍSTICA	79

6.6 Anexo 6 - Documento de observación en planta

79

1 INTRODUCCIÓN

1.1 JUSTIFICACIÓN

La generación anual neta para cubrir el consumo del mercado energético argentino es de 136.418GWh acumulada al cierre de 2017, de los cuales el 66.8% se generó con combustible fósil, repartido de la siguiente forma: Gas 90.8%, FuelOil 4.6%, Carbón 2.6% y GasOil 2% generando un total de emisiones de CO2 43.2 millones de toneladas según datos informados por el Ministerio de Energía y Minería en base al informe de su Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA). Llegando a un precio de venta promedio de 1.329,15 \$/MWh para consumidores de más de 300 KW.

El sector energético afronta serios problemas estructurales. Argentina tiene un presente con problemas en materia productiva, y una proyección a futuro de la contaminación que no es muy alentadora. Los hidrocarburos, que representan casi el 70% del total de la energía primaria consumida por Argentina según informa el Ministerio de Energía y minería a través de la Secretaría de Energía Eléctrica (SEE) presentan una situación altamente comprometida ya que la producción de crudo disminuye y nos encaminamos hacia una necesidad de importación. Las reservas disminuyen tanto en petróleo como en gas natural anuncian en su libro Consensos Argentinos escrito por un grupo de Ex directores de la SEE (2015).

La producción gasífera necesita recurrir a importaciones crecientes de gas natural para abastecer sus consumos futuros, sin que existan proyectos desarrollados para tal fin según explica los ejecutivos en el libro del Ingeniero Suazo (2015) redactado para Asociación de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA), donde se detallan la problemática de un sector en crisis y sin perspectivas de revertir la situación con los niveles de inversión actuales, principalmente concentrados en la falta de exploración de nuevos pozos y la infraestructura para la extracción. Debe tenerse presente que Argentina es un consumidor intensivo de gas natural como se evidencia en los datos informados por el Ministerio de Energía y Minería. Argentina se encamina hacia la pérdida del autoabastecimiento energético. Estas deficiencias en el funcionamiento productivo son padecidas por la población, la industria y el transporte en las épocas del año en que escasean el gasoil y el gas natural.

Planteando así dos caras de un mismo problema, por un lado la ineficiencia del mercado energético argentino y su falta de autosustentabilidad como plantea el Ingeniero Suazo (2015) aun en funciones al servicio de Edesur S.A. y por otro la necesidad de abordar soluciones energéticas amigables con el medio ambiente.

En el marco de a la realidad energética actual que presenta la República Argentina, la Secretaría de Energía Eléctrica, publicó el 16 de noviembre de 2016 la resolución **287-E/2017**. En la misma se busca desarrollar integralmente proyectos de infraestructura eléctrica que contribuyan a la reducción de costos en el mercado eléctrico mayorista (MEM). Ya que los ciclos combinados son centrales de generación de energía eléctrica en las que se transforma la energía térmica del gas natural en electricidad mediante dos ciclos consecutivos: turbina de gas + turbina de vapor. De esta forma se mejora el rendimiento mediante la eficiencia del sistema. Y al mismo tiempo, ya que los gases emanados se mantienen constantes pero la producción aumenta, nos encontramos con un beneficio para el medioambiente en el que nos desarrollamos.

En esta resolución se invita a capitales privados a transformar sus turbinas termoeléctricas convencionales en turbinas de ciclo cerrado, logrando de esta manera maximizar el rendimiento de generación eléctrica gracias a la reutilización de los vapores emitidos en la combustión de hidrocarburos incrementando su capacidad. A cambio, se le asegura a quien realice las inversiones necesarias, la compra de toda su capacidad de generación en contratos de disponibilidad (CDD) más la cobertura de los costos de hidrocarburos necesarios para la producción.

Si bien la solución de fondo para satisfacer la demanda energética en forma sustentable a largo plazo se encuentra orientada a la utilización de energías renovables; Argentina cuenta con un plan creciente de integración de fuentes renovables en su matriz eléctrica y prevé una participación de energías renovables que va desde el 8 por ciento a fines de 2017 hasta el 20 por ciento en 2025.

Según el estudio de KPMG titulado "Inversiones en fuentes de generación en el sector eléctrico nacional" (2017) el país requiere inversiones por 15.000 millones de dólares durante los próximos 8 años para la construcción y puesta en marcha de proyectos de generación de energía eólica, solar, plantas de biomasa, biogás y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos.

Por lo que este diferimiento obliga a tomar una solución más expeditiva en el corto plazo.

Suazo (2015). Junto con la asunción del nuevo gobierno se pueden apreciar los primeros logros en materia de energía eléctrica de la nueva gestión divididos en tres ejes

principales; el primero se referencia a la recomposición del precio mayorista de la energía sancionado por la Secretaría de Energía Eléctrica y a pagar por la demanda regulada (usuarios de las distribuidoras), en segundo término a la recomposición del Valor Agregado de Distribución (VAD) y la tarifa eléctrica para EDENOR y EDESUR, y finalmente se sientan las bases para que un plan nacional de expansión de la matriz energética se oriente hacia las nuevas tecnologías de generación eléctrica más eficientes cumpliendo los estándares actuales que exigen las normativas de dicha Secretaria.

En este entorno se pretende, mediante el estudio de las distintas variables que inciden en la decisión de inversión, demostrar la rentabilidad del cierre de ciclo para una turbina de generación termoeléctrica en el marco de la resolución 287-E/2017. Teniendo en cuenta el costo de esta energía por MW y cuánto pagará la demanda por ello teniendo en cuenta un escenario de desregulación y subsidios cero para el 2025.

Para esto necesitamos comprender la matriz actual, las principales empresas que integran la generación de energía, sus costos y la diagramación de un mercado controlado por la estatal CAMMESA quien regula la oferta y demanda de energía en el sistema.

1.2 PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN

¿Cuál es la incidencia del Estado en el ordenamiento de las variables del Mercado Eléctrico Mayorista?

¿Cómo se ven afectadas las variables de eficiencia de generación eléctrica y contaminación ambiental de una turbina termoeléctrica dentro del proyecto de cierre de ciclo planteado?

¿Cuál es desempeño financiero del proyecto de cerrar un ciclo en una turbina de gas?

1.3 HIPOTESIS

Las empresas de generación termoeléctrica que realizan proyectos de cierre de ciclo en sus turbinas de gas bajo las resoluciones que plantea la Secretaria de Energía Eléctrica mejoran considerablemente su eficiencia, disminuyen los índices de contaminación y se tornan más competitivas.

1.4 OBJETIVOS

Identificar el rol del Estado Nacional como participante activo en el ordenamiento de las variables del mercado energético argentino, identificando los aspectos salientes de las resoluciones estatales.

Analizar el efecto de la incorporación del cierre de ciclo sobre la capacidad de generación actual y la oportunidad de ser despachado antes que la competencia gracias a la mejora de costos y aumento de eficiencia para CMMESA, teniendo en cuenta los estándares de impacto ambiental impuesto por las resoluciones.

Evaluar el desempeño del proyecto financiero de cerrar un ciclo en una turbina de gas utilizando las herramientas de evaluación TIR, VAN y Payback en este marco regulatorio.

1.5 ALCANCE

En el presente trabajo de investigación, no es objeto de estudio lo directamente inherente a energías renovables. Ya que las alternativas aquí propuestas están direccionadas a las mejoras en la generación de energía en el corto y medio plazo basándose en la mayoritaria prevalencia de turbinas de combustibles fósiles.

Sin embargo, se deja constancia que la solución aquí planteada, debería acompañarse a nivel estatal por campañas de energía sustentable para tener éxito en el largo plazo.

Estas energías renovables son actualmente el horizonte al que apuntarán las nuevas resoluciones en materia energética que se licitarán a mediados del 2019 y ya se comienzan a vislumbrar las bases que pretenden plantear.

MARCO TEÓRICO

1.6 CAPÍTULO 1 - El mercado energético Argentino

Cammesa (2018). Las operaciones entre los distintos participantes de la industria de la electricidad se llevan a cabo a través del MEM que fue organizado simultáneamente con el proceso de privatización como un mercado competitivo en el cual los generadores, distribuidores y ciertos grandes usuarios de electricidad podrían comprar y vender electricidad a precios determinados por la oferta y la demanda y se les permitió celebrar contratos de suministro eléctrico a largo plazo.

El MEM consiste en un mercado a plazo en el cual las cantidades, precios y condiciones contractuales son acordados directamente entre vendedores y compradores (luego del dictado de la Resolución SE 95/2013, esto se limitó al mercado de Energía Plus); por un mercado **spot** en el cual los precios son establecidos por hora como una función del costo de producción económica; y en último lugar, un sistema de precios estabilizado de precios al contado, al cual nos referimos como precio estacional, establecido semestralmente y diseñado para mitigar la volatilidad de los precios al contado para las compras de electricidad por parte de los distribuidores.

Principales Actores:

- 1) Estado Nacional, mediante la Secretaría de Energía Eléctrica.
- 2) Grandes Usuarios, empresas que compran con procesos de gran demanda energética a los que se les distribuye específicamente y no mediante distribuidores diferenciados por nivel de consumo en GUMA, GUME, GUPA.
- 3) Generadores, todo aquel que aporte energía al MEM, su costo está dado por el costo de operación más el costo de transporte, cuanto más alejado y menos confiables es su red de transporte desde el nodo al consumidor más cara se vuelve la energía exportada desde ese nodo de generación.
- 4) Transportistas, líneas de alta tensión desde el nodo a los centros urbanos. El sistema que los agrupa y controla se llama SADI.
- 5) Distribuidores. Concesiones otorgadas por el Estado Nacional con la obligación contractual de suministrar energía eléctrica a la red bajo su jurisdicción.

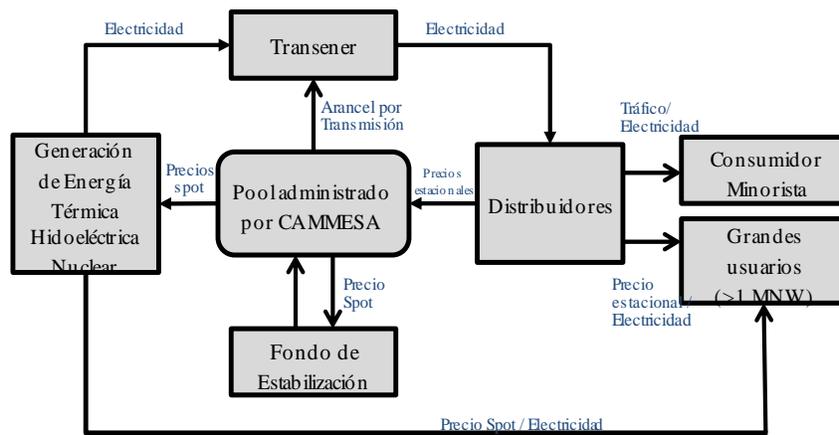
Las transacciones entre estos actores son fiscalizadas bajo el SMEC (Sistema de medición comercial). Esta información se utiliza para la confección de los partes diarios post-operativos, partes semanales de demanda, y la posterior transacción económica mensual.

Consta principalmente de medidores electrónicos de energía, transformadores de medida y vínculos de comunicación.

Los datos registrados en los medidores son recolectados en forma automática una vez al día.

El siguiente cuadro indica las relaciones entre los distintos actores del MEM:

Figura 1 - Relación entre actores del MEM



Fuente: CAMMESA 2018.

1.6.1 Antecedentes energéticos en Argentina

Suazo (2015). El sector energético afronta serios problemas estructurales sin soluciones a la vista. Para resolverlos se debe formular una política de Estado a largo plazo; Argentina tiene un presente decadente en materia productiva, y un futuro incierto.

En primer lugar encontramos que los hidrocarburos representan casi el 70% del total de la energía primaria consumida por Argentina, presentan una situación altamente

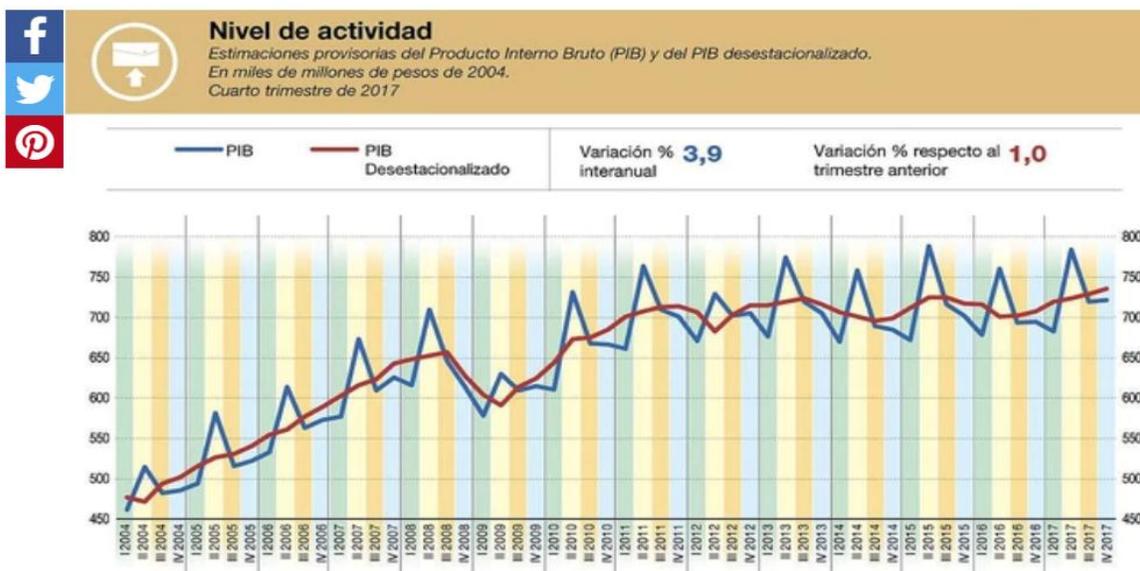
comprometida: la producción de crudo en nuestro país disminuye desde 1998; la caída productiva respecto a aquel año supera al 25%. La disminución en la producción no se ha revertido, y nos encaminamos a una segura importación.

En cuanto a las reservas comprobadas disminuyen tanto en petróleo como en gas natural, y no se han descubierto nuevos yacimientos de tamaño significativo en los últimos 15 años. Lamentablemente la exploración de riesgo, el verdadero corazón de la actividad petrolera muestra un notable retroceso en las últimas dos décadas, mostrándonos una performance decreciente que es muy urgente revertir, los datos muestran que en 1988, Argentina hizo 103 pozos exploratorios; en 1998, se hicieron 75 pozos exploratorios; en el año 2008, se hicieron sólo 54 pozos exploratorios (fuentes: Secretaría de Energía e Informe Estadístico IAPG). Los precios del petróleo en 1998 eran en promedio para los crudos de la OPEP 12 US\$/barril según el informe estadístico de la Organización de Países Exportadores de Petróleo publicado en 2015, muy inferiores a los precios promedio 94 US\$/bbl, registrados en el 2011 año donde obtuvo su máximo histórico que alcanzo su techo en 2012 con 109,45 US\$/bbl, lo que revela que Argentina no aprovechó el período de precios altos del crudo para realizar inversiones exploratorias en su territorio, dado que la cantidad de pozo se mantuvo constante.

Los informes estadísticos confeccionados por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, muestran que la producción gasífera doméstica está en decadencia desde 2004, debido al congelamiento de las tarifas durante los tres primeros años desde la salida de la convertibilidad, esta energía barata fue consecuencia y encontró su fundamento en la gran recesión y el fuerte salto cambiario que esa misma salida traumática del patrón dólar provocó a nivel macroeconómico IAPG - Incidencia de los costos energéticos en el sector manufacturero argentino (2012).

Al mismo tiempo la industria recibió el impulso de varios factores decisivos para poder entrar plenamente en la etapa de fuerte crecimiento. Otras variables, que describe el citado estudio son, el tipo de cambio real alto, los altos precios internacionales de las manufacturas de origen agropecuario, el crecimiento sostenido de los socios comerciales de la región y de Brasil en particular, una política monetaria expansiva con tasas de interés negativas en pesos y el alto crecimiento del consumo doméstico traído de la mano de la expansión del crédito, el empleo y el salario real, concluyeron en un aumento generalizado de la rentabilidad, inversión y actividad como muestra el siguiente gráfico del Instituto Nacional de Estadística y Censo (2017).

Figura 2 - Nivel de actividad



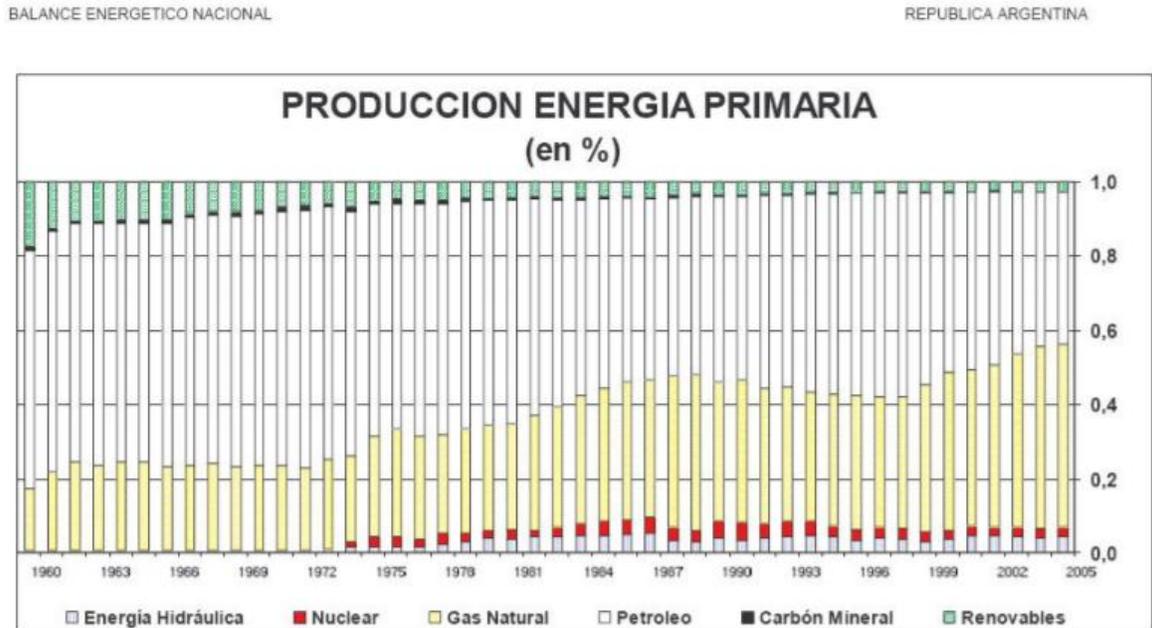
Fuente: INDEC.

Fuente: INDEC, Mayo 2018.

La evolución de la demanda y consumo energético en la Argentina está correlacionada positivamente con la evolución del Producto Bruto Interno, implicando que a mayor crecimiento económico la demanda energética también crece, como lo demuestra en el estudio sobre la incidencia de los costos energéticos sobre el sector manufacturero argentino del IAPG (2012).

Con demanda interna en ascenso se necesita recurrir a importaciones crecientes de gas natural para abastecer sus consumos futuros, sin que existan proyectos desarrollados para tal fin por falta de planificación energética advierte Suazo (2015). Debe tenerse presente que Argentina es un consumidor intensivo de gas natural y que este energético representa el 50% de nuestro balance de energía primaria según ADEERA (2018), lo que la ubica entre los primeros puestos a nivel mundial.

Figura 3 - ISOLUX CTRT CARBON - INFORME AMBIENTAL

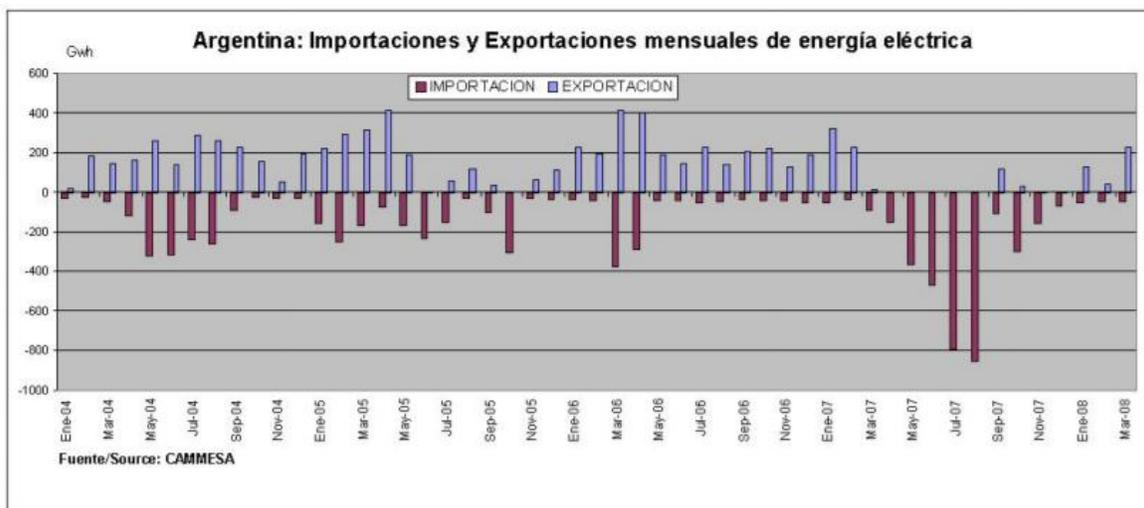


Fuente: Ministerio de energía, Mayo 2018.

Por lo expuesto se concluye la interdependencia entre inversión para la exploración de nuevos yacimientos de petróleo y gas, la producción de gas destinada generación de energía y el crecimiento del sector industrial. Todos estos factores se encuentran atravesados por un común denominador que es el precio de la energía, como sostiene a modo de conclusión el estudio sobre la incidencia de los costos de la energía del IAPG (2012).

En consecuencia al déficit argentino en materia de producción energética, el país se encamina hacia la pérdida del autoabastecimiento energético, que exhibe desde hace casi dos décadas señala el Ing. Emilio J. Apud en su participación en Consensos Argentinos escrito por un grupo de Ex directores de la SEE (2015), lo que debilitará significativamente los saldos de la balanza comercial.

Figura 4 - Balance Exportación e Importación de Energía Eléctrica (Fuente: CAMMESA) INFORME ISOLUX CTRT CARBON



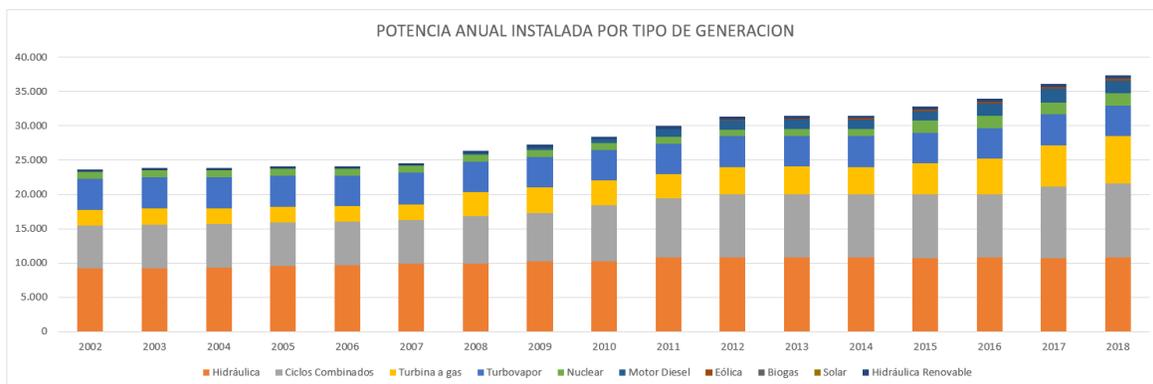
Fuente: ABRIL, Abril 2018.

Las refinерías argentinas no se han ampliado en los últimos años y operan al máximo de su capacidad instalada, siendo necesario recurrir en forma recurrente a la importación de petróleo gas y gasoil para abastecer nuestro mercado interno. Estas deficiencias en el funcionamiento productivo son padecidas por la población, la industria y el transporte en las épocas del año donde el abastecimiento se destina al consumo residencial contando el suministro a la industria que debe supeditar sus necesidades a la disponibilidad que le otorga el estado

Respecto al sector eléctrico ha demostrado tener serias dificultades para ampliar la oferta en nueva generación, ya que el sector privado no cuenta actualmente con las condiciones mínimas para invertir, y el Estado, cuando lo hace a través de ENARSA, por ejemplo, actúa en forma no planificada y recurriendo la mayoría de las veces a costosas soluciones de urgencia, Advierte Ex Secretarios de Energía (2015).

Según datos de CAMMESA las principales expansiones de la matriz energética entre el 2002 y el 2012 corresponden a unidades de pequeño tamaño, consumidoras de hidrocarburos líquidos, Estos combustibles fueron importados a un costo alto, que provocaba que la energía generada fuese también costosa, pero para el Estado, ya que el sobre precio era absorbido por los subsidios que el mismo brindaba.

Figura 5 - POTENCIA INSTALADA – ARGENTINA 2018

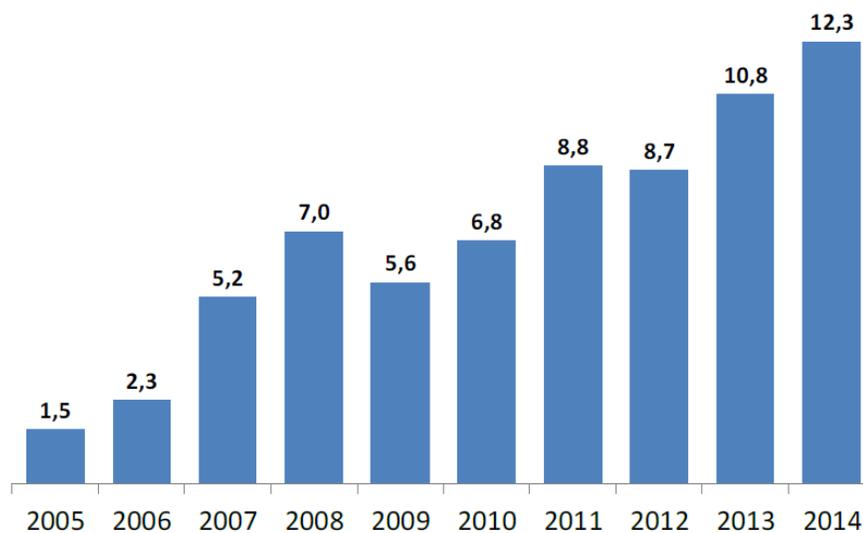


*Gráfico de elaboración propia en base al informe anual CAMMESA abril 2018
<http://www.cammesa.com/infomen.nsf/MINFOMEN?OpenFrameSet>

Los altos costos de los combustibles importados se trasladan a costos ineficientes para la industria que emplea la energía generada con dichos combustibles y ante la imposibilidad de trasladarlo a tarifas que se encontraban congeladas, el estado subsidio gran parte de este costo.

Los subsidios alcanzaron entonces valores significativos dentro del presupuesto nacional como lo expresa el siguiente grafico elaborado por el IAE en 2015.

Figura 6 - Subsidios energéticos en %del gasto primario nacional: 2005-2014



Fuente: ASAP en base a Ministerio de Economía y Finanzas

Por el lado microeconómico la existencia del congelamiento tarifario, y su correlato: la existencia de los subsidios afectó a la economía energética: las empresas proveedoras de servicios públicos fueron sometidas a arbitrarios procedimientos de congelamiento tarifario en el contexto de una economía inflacionaria (con costos empresarios crecientes e ingresos congelados). Ello llevó a las compañías a la descapitalización; el deterioro patrimonial; la iliquidez. IAE (2015).

A continuación, se expresan los valores correspondientes a los costos de generación e inversión necesaria para las más representativas tecnologías en Argentina.

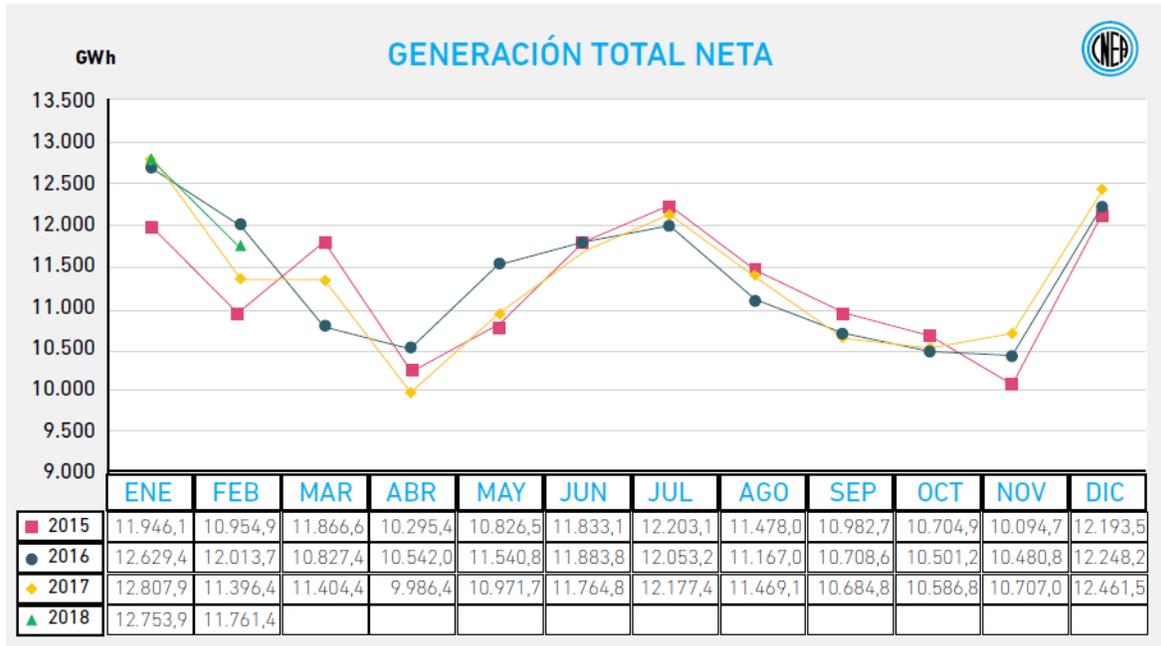
Figura 7 - Costos de generación según tecnología

COSTOS DE GENERACIÓN Y SUS COMPONENTES PARA DIFERENTES TECNOLOGÍAS							
TECNOLOGIA	CAPACIDAD (MW)	COSTO DE GENERACION (cant/KWh)	COSTOS FIJOS OyM (cant/KWh)	COSTOS VARIABLES OyM (cant/KWh)	COSTOS COMBUSTIBLE (cant/KWh)	COSTOS DE INVERSION EQUIVALENTE (cant/KWh)	%INVERSION/ GENERACION
HIDROELECTRICA	300	4,25	0,40	0,35	0,00	3,50	82,35
GAS NATURAL	300	6,96	0,10	0,40	5,15	0,90	12,93
GAS NATURAL, CLICO COMBINADO	300	5,57	0,10	0,40	4,12	0,95	17,06
CARBON, TURBINA VAPOR	300	4,47	0,38	0,36	1,97	1,76	39,37
COMBUSTION, TURBINA VAPOR	300	7,24	0,35	0,30	5,32	1,27	17,54
EOLICA	10	6,77	0,66	0,26	0,00	5,85	86,41

Fuente: Adaptación propia. Sergio Botero, ESMAP, 2017.

La evolución de la demanda y consumo energético en la Argentina está correlacionada positivamente con la evolución del Producto Bruto Interno, implicando que a mayor crecimiento económico la demanda energética también crece.

Figura 8 - Generación Neta Nacional vinculada al SADI (nuclear, hidráulica, térmica, eólica y fotovoltaica)



Fuente: MEM informe mensual, Febrero 2018.

A modo de una primera conclusión vemos que el PBI crece promedio 2,6% anual y la generación solo al 1%. Se hace evidente la necesidad de buscar alternativas para revertir esta tendencia donde la capacidad de generación tiene una tasa de crecimiento menor que la de la actividad económica.

1.6.2 La generación de energía eléctrica

1.6.2.1 Generadores

Suazo (2015). La actividad de generación es riesgosa debido a las condiciones de competencia. La misma se desenvuelve en un sistema de declaración de costos sujetos a un Price-Cap., donde la generación más barata desplaza a la más cara y por lo tanto se garantiza el uso eficiente de los recursos. Las unidades son despachadas económicamente por CAMMESA a los efectos de abastecer la demanda al menor costo económico posible, y son remuneradas al precio spot horario en el nodo correspondiente. El generador también recibe una remuneración por la potencia puesta a disposición del sistema. Esta

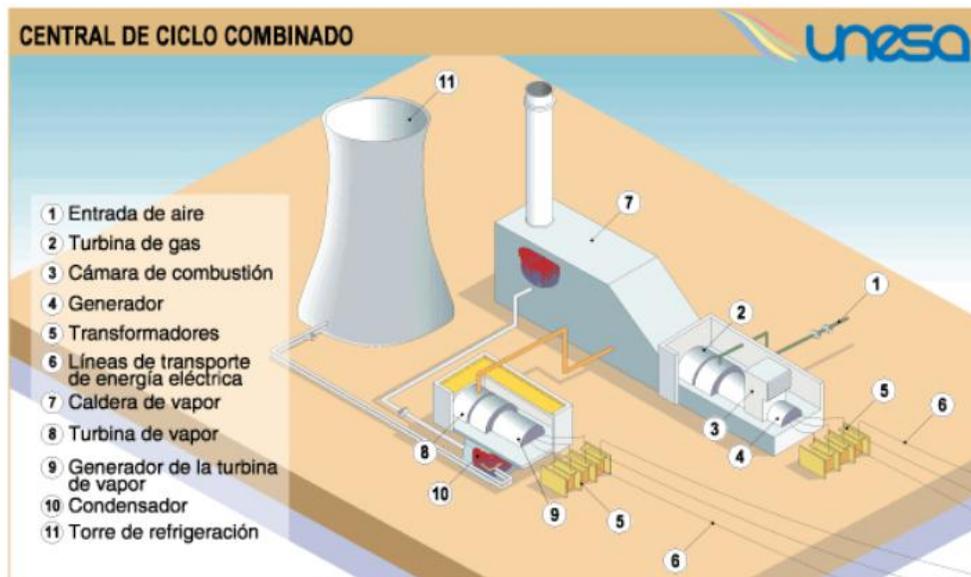
remuneración tiene un componente variable que aumenta cuando mayor es el riesgo que la demanda no sea abastecida dentro del sistema.

Aquellos Generadores que no poseen ningún contrato, venden toda su producción al Mercado Spot recibiendo por la misma los precios que rigen en el mismo hora a hora.

Cuando un Generador posee contratos, cobra en cada hora por su producción hasta el nivel de su contrato el precio contractual pactado, las diferencias se comercializan en el Mercado Spot como excedentes o faltantes de contrato a los valores vigentes en dicha hora en ese Mercado, con lo cual agrega un componente de volatilidad a la ecuación presupuestaría.

Descripción del funcionamiento y los componentes de la turbina de generación con cierre de ciclo o ciclo combinado.

Figura 9 - Central de ciclo combinado



Fuente: Asociación española de la industria eléctrica UNESA, 2018.

Es una central en la que la energía térmica del combustible es transformada en electricidad mediante dos ciclos termodinámicos: el correspondiente a una turbina de gas (ciclo Brayton) y el convencional de agua/turbina vapor (ciclo Rankine).

La turbina de gas consta de un compresor de aire, una cámara de combustión y la cámara de expansión. El compresor comprime el aire a alta presión para mezclarlo posteriormente en la cámara de combustión con el gas. En esta cámara se produce la combustión del combustible en unas condiciones de temperatura y presión que permiten mejorar el rendimiento del proceso, con el menor impacto ambiental posible.

A continuación, los gases de combustión se conducen hasta la turbina de gas para su expansión. La energía se transforma, a través de los álabes, en energía mecánica de rotación que se transmite a su eje. Parte de esta potencia es consumida en arrastrar el compresor (aproximadamente los dos tercios) y el resto mueve el generador eléctrico, que está acoplado a la turbina de gas para la producción de electricidad. El rendimiento de la turbina aumenta con la temperatura de entrada de los gases, que alcanzan unos 1.300 °C, y que salen de la última etapa de expansión en la turbina a unos 600 °C.

A esta altura del proceso es cuando comienza el proceso de diferenciación del cierre de ciclo con respecto al ciclo abierto en una turbina. Como explica UNESA (2018) para aprovechar la energía que todavía tienen, se conducen a la caldera de recuperación para su utilización.

La caldera de recuperación tiene los mismos componentes que una caldera convencional (precalentador, economizador, etc.), y, en ella, los gases de escape de la turbina de gas transfieren su energía a un fluido, que en este caso es el agua, que circula por el interior de los tubos para su transformación en vapor de agua.

A partir de este momento se pasa a un ciclo convencional de vapor/agua. Por consiguiente, este vapor se expande en una turbina de vapor que acciona, a través de su eje, el rotor de un generador eléctrico que, a su vez, transforma la energía mecánica rotatoria en electricidad de media tensión y alta intensidad. A fin de disminuir las pérdidas de transporte, al igual que ocurre con la electricidad producida en el generador de la turbina de gas, se eleva su tensión en los transformadores, para ser llevada a la red general mediante las líneas de transporte.

El vapor saliente de la turbina pasa al condensador para su licuación mediante agua fría que proviene de un río o del mar. El agua de refrigeración se devuelve posteriormente a su origen, río o mar (ciclo abierto), o se hace pasar a través de torres de refrigeración para su enfriamiento, en el caso de ser un sistema de ciclo cerrado.

Conviene señalar que el desarrollo actual de esta tecnología tiende a acoplar las turbinas de gas y de vapor al mismo eje, accionando así conjuntamente el mismo generador eléctrico.

1.6.2.2 El Transporte

Ente Nacional Regulador de la Electricidad (2017). El transporte se configuró sobre los principios establecidos en la ley 24.065 para la actividad del transporte, adecuándose su actividad a los criterios generales contenidos en la concesión que se otorgara a TRANSENER S.A. mediante el Decreto N° 2.743/92, sancionado en 1993 por Carlos S. Menem se constituye una sociedad que recibió la concesión del sistema de transporte de energía eléctrica, prestado hasta ese momento por Agua y Energía Eléctrica Sociedad del Estado (AyEE), Hidroeléctrica Norpatagónica S.A. (Hidronor) y Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires S.A. (SEGBA).

La adjudicación fue otorgada al grupo Pérez Companc, quien a fines de esa década (1999) inició un camino de reconversión, para focalizarse en el sector agroalimentario por medio de Molinos Rio de la Plata.

Para 2003 la participación del holding local en Transener fue vendida a Petrobras, junto a otros activos energéticos, en una operación controvertida que tardó en ser reconocida oficialmente por el gobierno de Néstor Kirchner por tratarse de un activo estratégico que quedaría en poder de la petrolera con bandera brasilera.

La otra parte titular de la concesión, la firma británica National Grid, vendió su participación en 2004 al fondo Dolphin Fund Management (hoy Pampa Energía), cuyo titular era Marcelo Mindlin, quien comenzaba su incursión en el mercado eléctrico tras separarse comercialmente de Eduardo Elsztain (IRSA).

Por otra parte, Suazo (2015) agrega que esta actividad, 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 por el ENRE en cuanto a tarifas y calidad de servicio, mantiene la obligación de brindar libre acceso a todo usuario del Transporte, también se encuentra limitada a percibir solamente el pago por el uso de su red, pero no tiene de la obligación de expandirla. Además, cuentan con la prohibición de participar como capital accionario en los segmentos de generación y distribución.

Edenor (2018). La electricidad es transmitida desde las centrales de generación hasta las distribuidoras a través de sistemas de transporte de electricidad en alta tensión. Las empresas transportadoras no compran ni venden electricidad.

SADI (2018). En la Argentina, el transporte se realiza en 500 kV, 220 kV y 132 kV a través del Sistema Interconectado Nacional, que consiste principalmente en líneas aéreas y subestaciones (equipo a través del que la electricidad distribuida por circuitos de transmisión pasa y es convertida a tensión para su utilización por usuarios finales) que cubren aproximadamente el 90% del país.

1.6.2.3 Los Distribuidores

EDENOR (2018) Suministran electricidad a los usuarios y operan la correspondiente red de distribución en un área geográfica específica y en el marco de un contrato de concesión que establece, entre otras cuestiones, el área de concesión, la calidad de servicio que se debe brindar, las tarifas que abonarán los usuarios y la obligación de satisfacer la demanda. El ENRE es responsable de verificar que las distribuidoras nacionales, incluida la Compañía y Edesur, cumplan con las disposiciones de los respectivos contratos de concesión y con el Marco Regulatorio Eléctrico, y aplica un sistema de audiencia pública en virtud del cual se consideran y resuelven los reclamos formulados contra las distribuidoras.

A su vez, los organismos reguladores provinciales supervisan el cumplimiento por parte de las distribuidoras locales de sus respectivas concesiones y de los marcos regulatorios locales. La Empresa y Edesur son las distribuidoras de mayor envergadura y, junto con Edelap, originalmente formaban SEGBA, sociedad que estaba dividida en tres empresas distribuidoras en oportunidad de su privatización (1992).

Agrupados en La Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA) organización sin fines de lucro creada en 1992 y conformada en la actualidad por 48 distribuidoras de energía eléctrica de origen público, privado y cooperativo.

ADEERA (2018) Prestan el servicio público de electricidad a más de 13 millones de clientes en todo el país y la población beneficiada llega a 32,5 millones de habitantes. Operan el 97% de la energía eléctrica que se consume en la Argentina.

1.6.2.4 Los Grandes Usuarios

Son consumidores finales que, cumpliendo con ciertos parámetros técnicos definidos por la Secretaría de Energía han optado por contratar su abastecimiento de energía eléctrica directamente con los generadores o comercializadores, pagando el peaje correspondiente a los distribuidores por la utilización de los sistemas de Transporte y Distribución que utiliza. En dicho marco, los usuarios desregulados pueden comprar para abastecer su suministro de dos formas posibles:

A través del distribuidor de su área (forma tradicional), o directamente a un Generador o Comercializador reconocido.

La Secretaría de Energía establece la demanda máxima requerida para que un usuario final pueda adquirir directamente su abastecimiento en el MEM,

En la actualidad el mínimo es 30 kW a partir de este nivel de consumo se fijan rangos con distintas denominaciones que abarca y diferencian a los grandes usuarios en las siguientes categorías:

Cammesa (2018) los Grandes Usuarios Mayores (o GUMA) con demandas iguales o superiores a 1 MW, los Grandes Usuarios Menores (o GUME) con demandas iguales o superiores a 100 kW e inferiores a 2 MW y los Grandes Usuarios Particulares (o GUPA) con demandas iguales o superiores a 30 KW e inferiores a 100 KW.

Cammesa (2018). En la actualidad en el Mercado Argentino, operan 368 GUMA, 334 GUME y 33 GUPA.

1.6.2.5 Estado Nacional

1.6.2.5.1 Rol del Gobierno

Durante la década de los 90, el gobierno argentino restringió su participación en el mercado eléctrico a las actividades de supervisión regulatoria y establecimiento de políticas. Estas actividades fueron asignadas a organismos que poseen una relación de trabajo cercana entre sí y que incluso se superponen ocasionalmente en cuanto a sus responsabilidades. El gobierno argentino ha limitado su participación en el sector comercial a la operación de los proyectos internacionales de energía hidroeléctrica y centrales de energía nuclear. Las autoridades provinciales siguieron el accionar del gobierno argentino mediante la desinversión de intereses comerciales y la creación de entidades regulatorias y de formación de políticas separadas para el sector provincial.

No obstante, dichas políticas fueron dejadas de lado con la crisis económica del 2001. De conformidad con la Ley de Emergencia Pública, el gobierno argentino intervino en el sector de servicios públicos, incluso en las actividades de transmisión y distribución de electricidad. En efecto, las concesiones que habían sido otorgadas años anteriores estaban sujetas a un proceso de renegociación que, en muchos casos, aún se mantiene en curso.

Con relación al sector de generación, el gobierno argentino adoptó varias medidas que afectaron al operador comercial y a la energía en el MEM (tales como la Resolución SE 95/2013 y sus disposiciones modificatorias (Energía Base).

1.6.2.5.2 Entidades y jurisdicción

El 10 de diciembre de 2015, el gobierno argentino dictó el Decreto 13/2015 por medio del cual se constituyó el Ministerio de Energía y Minería. Muchas Secretarías dependen de este nuevo Ministerio, tales como la Secretaría de Energía Eléctrica, la cual reemplazó a la ex Secretaría de Energía en todas sus funciones. La Secretaría de Energía Eléctrica es la autoridad regulatoria nacional principal para el sector eléctrico. El Consejo Federal de la Energía Eléctrica, compuesto por representantes de cada una de las 24 provincias de Argentina (incluyendo la Ciudad de Buenos Aires), asesora a la Secretaría de Energía Eléctrica acerca de las políticas relacionadas con la coordinación y armonización de estas políticas. La Secretaría de Energía Eléctrica tiene asimismo a su cargo la supervisión del sector eléctrico y la propuesta de cambios necesarios en el mercado.

El ENRE es un órgano de supervisión autónomo que opera bajo la Secretaría de Energía Eléctrica. El ENRE supervisa el cumplimiento de las entidades de transmisión y distribución reguladas con las leyes, normas y criterios operativos establecidos, incluyendo estándares y normas de calidad de servicio y ambientales contra el comportamiento monopólico del mercado. El ENRE asume o resuelve las disputas entre los distintos actores del sector y protege los intereses de los consumidores. De acuerdo con la Ley 24.065, el consejo del ENRE se encuentra compuesto por cinco miembros, seleccionados a través de un proceso competitivo, luego del cual la Secretaría de Energía Eléctrica y el Consejo Federal de la Energía Eléctrica los nombran para la aprobación por parte del Congreso. Como mínimo una parte de los requisitos presupuestarios del ENRE es financiada a partir de las tarifas de las empresas del sector y su personal profesional es contratado según principios competitivos.

1.6.2.5.3 Límites y restricciones

A los fines de preservar la competencia en el mercado de la electricidad, los participantes de la industria eléctrica se encuentran sujetos a restricciones de titularidad vertical y cruzada, dependiendo del segmento de mercado en el cual operan. Las restricciones

verticales se aplican a empresas que tienen la intención de participar simultáneamente en distintos sub-sectores del mercado de la electricidad. Estas restricciones verticales fueron impuestas por la Ley N° 24.065 y se aplican de modo diferente dependiendo si la empresa es generadora, transmisora o distribuidora (conforme se encuentran allí definidas).

1.6.3 Políticas del Estado en respuesta a la creciente demanda a través del tiempo

Los generadores suministran y venden energía eléctrica de conformidad con cuatro marcos regulatorios distintos en Argentina, las diferencias entre estas regulaciones dependen de las características de generación y los términos de remuneración que se fijaron para cada uno de ellos.

1.6.3.1 Cierre de ciclo para turbinas termogeneradoras (TG) existentes (Resolución 287-E/2017)

A continuación, se extraen los aspectos salientes de la resolución mediante la cual se fijan los términos del proyecto, condiciones y plazos de ejecución y los contratos comprometidos como así también una especial mención a la reducción de costos de manera tal que si el precio ofertado resultare excesivo Cammesa tiene la opción de rechazar la oferta.

Teniendo en cuenta el bajo requerimiento de combustibles que el cierre de ciclos combinados y la cogeneración requiere, se considera conveniente iniciar los procesos licitatorios mediante una convocatoria a presentar ofertas de energía eléctrica proveniente de la instalación de cierre de ciclos combinados.

La mayor simplicidad para la preparación de las ofertas permitirá posibilitar la rápida obtención de resultados en el incremento de eficiencia y la consecuente reducción de costos. Las ofertas que resulten seleccionadas y contratables cubrirán los requerimientos de demanda del MEM.

Para que las ofertas seleccionadas sean consideradas válidas al momento de la puesta en servicio de las unidades generadoras involucradas será excluyente el cumplimiento íntegro de la normativa ambiental.

Algunas de las características más importantes comprenden: Ser de convocatoria abierta a todo interesado y obligar al cumplimiento del compromiso de demanda del MEM dentro de lo pactado en el contrato.

Además, se involucran otras 2 obligaciones primarias:

- a) Generación mediante el desarrollo de las obras necesarias para el Cierre de Ciclos Combinados sobre Centrales Térmicas.
- b) Generación mediante el desarrollo de Instalaciones de Cogeneración.

La secretaría, una vez recibida y evaluada la información recibida del OED, de no tener observaciones y considerarlo conveniente para el logro de los objetivos de ahorro y mayor eficiencia en el Sistema Eléctrico, definirá un volumen de potencia contratada y energía suministrada con las empresas oferentes mejor posicionadas según el orden aprobado de las ofertas. Asimismo, se podrá decidir la no contratación de potencia contratada y energía suministrada, y rechazar hasta la totalidad de las ofertas si el precio ofertado resultare excesivo o irrazonable para satisfacer los referidos objetivos. Las ofertas que resulten seleccionadas y contratables serán objeto de los CdD para cubrir los requerimientos de la demanda del MEM.

1.6.3.2 Nueva generación II (Resolución SE 21/2016)

El 15 de diciembre se declaró la emergencia del sector eléctrico nacional hasta el 31 de diciembre de 2017, el Ministerio de Energía y Minería elaboro un programa de acciones para garantizar la prestación de servicios públicos de electricidad en condiciones técnica y económicamente adecuadas.

La norma reconoce que el criterio empleado en la determinación de la tarifa desde el año 2003 con el criterio de mínimo costo posible ha deteriorado el sistema incrementando así el costo de abastecer adecuadamente la demanda de energía eléctrica desalentando la inversión privada de riego de generación de energía eléctrica. Llevando al Sistema Eléctrico Argentino a un estado crítico Cammesa (2016). Determina la necesidad de incorporar nueva capacidad de generación para el periodo que va desde noviembre 2016 hasta abril 2017.

Para estos nuevos oferentes las condiciones de remuneración se fijan en dólares estadounidenses por megavatios por mes (U\$s/MW/mes) para la generación y en (U\$s/MW/hora) para la potencia

declarada. Además del reconocimiento de los costos de combustible empleados para dicha generación.

Como requisito la resolución fija que se deben emplear unidades cuya generación neta no se inferiores a 10 MW por unidad y con un mínimo de 40 MW por punto de conexión propuesto. Debe contar con capacidad dual de consumo para poder operar indistintamente y un consumo máximo de DOS MIL QUINIENTOS KILocalorías por kilovatio hora (2.500 kcal/kwh).

La oferta debe ser acompañada por un estudio de impacto ambiental y puesta en marcha en un plazo máximo de 10 meses.

Las máquinas y centrales comprometidas en CONTRATOS DE LA DEMANDA Mayorista (Cdd) generarán en la medida que resulten despachadas por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED).

1.6.3.3 Nueva generación (Resolución SE 220/2007)

La Resolución 220/2007 faculta a CAMMESA a celebrar Contratos de Compraventa de Energía Eléctrica (CCEE) con los oferentes de disponibilidad de generación y energía asociada adicional, entregada por agentes generadores, auto generadores y cogeneradores que hasta ahora no estuvieran activos.

Esto significa que CAMMESA puede celebrar contratos de compraventa de energía eléctrica con aquellos generadores de energía que inviertan en nueva capacidad de generación en base a la cual los inversores puedan vender a CAMMESA su capacidad de electricidad futura de hasta 10 años. Por lo que se entiende asumen un compromiso contractual por este lapso en el cual se obligan a permanecer disponibles al precio fijado.

En el marco de estos contratos de compraventa de energía eléctrica a largo plazo celebrados con CAMMESA, dice la resolución SE 220/2007, los generadores comprometen disponibilidad de capacidad de generación y CAMMESA paga una tarifa que incluye en principio el precio de MW por mes para la disponibilidad de capacidad de generación eléctrica que los generadores comprometen en virtud del contrato, que puede estar denominado en dólares estadounidenses y por otra parte a el pago de los costos variables de los generadores incluyendo el combustible y el mantenimiento, asociados con el despacho de electricidad y estimados en dólares estadounidenses por MWh, lo que significa que CAMMESA sólo paga por dichos costos variables si los generadores efectivamente despachan electricidad a solicitud de CAMMESA. Los contratos de compraventa de energía eléctrica dentro de este marco regulatorio están típicamente denominados en dólares estadounidenses y tienen un plazo de vigencia de diez años.

1.7 CAPÍTULO 2 - Características de las turbinas generadoras de gas con ciclo combinado

Luego de hacer un repaso sobre la situación actual del mercado eléctrico argentino, esta sección se concentrará en describir los componentes principales del proyecto. Para tal descripción, se utilizará como base información sobre generadoras hoy vigentes, cuyos balances o prospectos de emisiones de Obligaciones Negociables, disponibles en CNV (Comisión Nacional de Valores), nos permitan obtener detalle sobre las inversiones efectuadas.

Se evidencian los parámetros y variables que nos permiten desarrollar un modelo de negocio. A continuación, se describen los datos técnicos, principales variables, precios y costos de inversión.

1.7.1 Descripción técnica de la tecnología

Como base se obtuvieron los datos de la inversión realizada en la ciudad de Frías, Santiago del Estero, donde se instalaron 60 MW de capacidad a fines del 2015. Para nuestro análisis se tomarán los datos de la turbina utilizada para el proyecto.

1.7.1.1 Características técnicas

Las turbinas de gas operan en base al principio del ciclo Brayton, en donde el aire comprimido es mezclado con combustible y quemado bajo condiciones de presión constante. El gas caliente producido por la combustión se le permite expandirse a través de la turbina y hacerla girar para llevar a cabo trabajo. <http://www.cicloscombinados.com/index.php/turbinas-de-gas/las-turbinas-de-gas>

Turbina de Vapor.

Las turbinas son máquinas de flujo permanente, en las cuales el vapor entra por las toberas y se expansiona hasta una presión más pequeña. Al hacerlo el chorro de vapor adquiere una gran velocidad. Parte de la energía cinética de este chorro es cedida a los álabes de la turbina. En una Central Termoeléctrica, el trabajo producido se emplea para mover un generador eléctrico que transforma el trabajo en energía eléctrica como describe Renovetec (2015) en el libro sobre centrales termoeléctricas de ciclo combinado. La turbina de vapor es la máquina más simple, más eficiente y completa de las que usan vapor, para convertir la energía térmica en energía mecánica, ya que ocupa poco espacio, es ligera en la relación peso / potencia, es bastante eficiente y su funcionamiento es relativamente silencioso y sin vibraciones.

Continua Harper (2002) En la turbina de vapor, el vapor entra a una tobera en donde se expansiona obteniendo un flujo de vapor a gran velocidad, este vapor a alta velocidad se dirige a un álabe

móvil y lo impulsa produciendo un movimiento en la turbina, a este efecto se le conoce como de acción o impulso y cuando la tobera se encuentra montada en la turbina y puede moverse libremente, la alta velocidad del vapor de salida provoca una reacción en la tobera, haciendo girar la turbina en sentido opuesto al flujo de vapor, a este principio se le conoce como flujo - reacción.

Ciclo combinado de gas y de vapor

Se denomina ciclo combinado a la conjugación de dos ciclos térmicos, uno que opera con turbina de gas y otro con turbina de vapor, con el fin de utilizar mejor el calor puesto en juego en la conversión energética, y de elevar el rendimiento térmico global, define Gerson Isaías Pérez Reyes (2016). Este ciclo combinado gas-vapor encuentra su fundamentación en el hecho de que la turbina de gas expulsa gases con alta energía calorífica, a los que se busca utilización en un ciclo de vapor. A medida que se han ido desarrollando turbinas de gas de mayor potencia y con temperaturas de trabajo más elevadas, se aumenta también la energía calorífica disponible en los gases de escape justificándose más su aprovechamiento. Como la turbina de gas trabaja con un gran exceso de aire, se propicia así el quemado de más combustible, para obtener todavía mayor cantidad de energía aprovechable en los gases. Según describe Gerson Isaías Pérez Reyes (2016).

Finalmente explica RENOVETEC (2015), en la caldera de recuperación los gases generados en la combustión salen de la turbina de gas a temperaturas superiores a 600°C, este hecho se aprovecha para recuperar esta energía en la caldera de recuperación para producir vapor que se utilizará como alimentación en la turbina de vapor.

La caldera de recuperación está formada por una serie de tubos dispuestos en posición horizontal. Por el interior de estos circula la mezcla agua-vapor y por la parte exterior circulan los gases de combustión que provienen de la turbina de gas.

El ciclo agua-vapor que alimenta a la caldera de recuperación es cerrado y empieza en el pozo del condensador. El agua es aspirada mediante unas bombas las cuales la conducen al desgasificador/calentador, en este se calienta el agua y se elimina el aire y los gases que pueda contener. Por último el agua caliente se almacena en un tanque, desde este las bombas de alimentación la impulsarán hasta la caldera de recuperación.

1.7.1.2 Descripción del turbogruppo FT4000

La configuración del turbogruppo FT4000 es totalmente auto-contenida, esto significa que se trata de una unidad de generación eléctrica impulsada por una turbina conteniendo todo el equipamiento necesario para operación local automática. La configuración de la FT4000 según datos del fabricante (P&W turbomachinery) consta de tres unidades primarias, la unidad de turbina de gas, la unidad del generador, y la unidad eléctrica/control. La unidad de turbina consta de dos turbinas. Una de alta presión que arrastra al compresor de aire que se encuentra a la entrada, y, por otro lado, una turbina de baja presión que está solidaria al generador.

Figura 10 - Información Técnica

1. Información Técnica	
Ciclo termico	Ciclo Abierto
Fabricante	Pratt & Whitney PS
Ciclo Abierto	
Modelo Turbina	FT4000
Potencia Nominal	60 MW
Potencia Real	57,5 MW
Consumos Internos	0,5 MW
Potencia Neta	57 MW
Consumo Especifico	2.400 kcal/kWh
Consumo Especifico de Gas	0,286 Dam ³ /MWh
Consumo Especifico de Gas Oil	0,291 m ³ /MWh

Fuente: http://www.directindustry.es/prod/pw-power-systems-inc-32677.html#product-item_1188723 (2016).

Las pruebas del equipo tuvieron lugar en GLASTONBURY, Connecticut, 30 de septiembre de 2014, una compañía del grupo Mitsubishi Heavy Industries, Ltd., anunciado hoy el éxito en la finalización de los test de verificación iniciales para su última solución energética aero-derivada, la turbina de gas FT4000™. Las pruebas de la turbina de gas FT4000™ se llevaron a cabo en el complejo de pruebas de Pratt & Whitney situado en West Palm Beach, Florida.

Dentro de los aspectos salientes del comunicado se destacan los buenos resultados en cuanto a las pruebas recopiladas en los últimos dos meses demuestran que la integridad de diseño estructural, de emisiones y rendimiento es consistente con las predicciones de antes de las pruebas y los requisitos de los clientes. El éxito en las pruebas valida las características de rendimiento y operativas de la turbina de gas FT4000™, formando una de las flotas de generación energéticas más limpias y de coste más bajo en Estados Unidos.

1.7.1.3 Beneficios del cierre de ciclo en la turbina generadora de gas

1.7.1.3.1 Mejora de rendimiento

La incorporación del cierre de ciclo a una turbina termogeneradora de energía eléctrica a gas añade entre el 40% y el 62% de generación según un artículo de la empresa Siemens, que es uno de los líderes del sector junto con Pratt & Whitney, record eficiencia 62%.

Siemens informa sobre su equipo que minimiza la emisión de CO₂ por MW generado.

Las plantas de ciclo combinado instaladas en los países desarrollados como España, Estados Unidos, China, Argentina etc. tienen menor contaminación con respecto a las plantas eléctricas convencionales, reduciendo varias toneladas de partículas de CO₂, además este método es más eficiente lo que permite ahorrar más dinero por cada KW de generación Gerson Isaías Pérez Reyes (2016).

En la generación de energía eléctrica se denomina ciclo combinado a la coexistencia de dos ciclos termodinámicos en un mismo sistema, uno cuyo fluido de trabajo es vapor de agua y otro cuyo fluido de trabajo es un gas producto de una combustión, según describe la empresa Gas Natural Fenosa S.A. El ciclo combinado se encuentra dentro de las denominadas tecnologías de cogeneración, en las que también se incluyen la cogeneración con turbina de vapor, con turbinas de gas, con motor alternativo y con micro turbinas, entre otras.

De acuerdo con la definición que encontramos en el portal de la Unión Europea, la cogeneración es una técnica que permite producir calor y electricidad en un único proceso. El calor se presenta en forma de vapor de agua a alta presión o en forma de agua caliente. Una central de cogeneración de electricidad-calor funciona con turbinas o motores de gas. Según Laguna Monroy, autor del libro La generación de energía eléctrica y el ambiente (2002) el gas natural es la energía primaria más utilizada para hacer funcionar las centrales de cogeneración. Al contrario de la central eléctrica tradicional, cuyos humos salen directamente por la chimenea, los gases de escape de la cogeneración son primero enfriados y transmiten su energía a un circuito de agua caliente/vapor. Los gases de escape enfriados pasan seguidamente por la chimenea. El procedimiento es más ecológico que las centrales de petróleo o carbón, ya que durante la combustión el gas natural libera menos dióxido de carbono (CO₂) y óxido de nitrógeno (NOX) que el petróleo o el carbón, afirma Laguna Monroy (2002).

1.7.1.3.2 Contaminación – Emisiones de gases

Afirma Laguna Monroy (2002) que uno de los aspectos más beneficiosos en la implementación de los ciclos combinados reside en la minimización de los gases emitidos con relación a la capacidad de generación.

Durante la combustión de un hidrocarburo se generan los siguientes productos: Dióxido de carbono (CO₂), vapor de agua (H₂O), oxígeno (O₂), nitrógeno (N₂) y trazas de otros componentes como: Óxidos de nitrógeno (NO, NO₂), monóxido de carbono (CO), dióxido

de sulfuro (SO₂), material particulado, hidrocarburos no quemados y hollín. Renove tecnología (2009).

En la atmósfera el NO se oxida rápidamente formando NO₂, este proceso se acelera debido a la presencia de los rayos solares, efecto fototérmico, y material orgánico presente en el aire.

En los países donde la generación termoeléctrica tiene gran participación en la matriz energética se han implementado normas ambientales que hacen necesario el control de las emisiones de NO y NO₂, conocidos como Noxes o NO_x Por ser consideradas peligrosas para la vida humana, según el informe de turbinasdegas.com elaborado por (Renove Tecnología S.L 2014).

Estas regulaciones fijan máximos de emisiones, generalmente en los 25 ppm (partes por millón) de NO_x para combustibles líquidos y de 10 ppm para gas natural.

Las emisiones de NO_x tienen efectos adversos en la salud humana y el medio ambiente, pudiendo ser causantes de la lluvia ácida, formación de niveles peligrosos de ozono (O₃) en la superficie terrestre o formación de smog en la atmósfera.

Con el cierre de ciclo es posible aumentar entre un 40 a un 62% la generación de energía con el mismo consumo de combustible como ha demostrado Siemens que sigue superándose en términos de eficiencia

Este tipo de centrales tienen una alta eficiencia, ya que se obtienen rendimientos superiores a los obtenidos por una central de un único ciclo, gracias a este proceso combinado se consigue una eficiencia térmica entre el 50% y 60% (se considera una media de 52,5%), frente al 40% de las turbinas de gas natural de ciclo abierto) como indica Siemens sobre su equipo.

Además, ofrecen un funcionamiento flexible y fiable (muestran las tasas de fallo más bajas de todo el parque de generación) datos que destacan ambos fabricantes que compiten por el liderazgo del mercado de fabricantes de turbina de generación.

También dedican mucho empeño a cuestiones medioambientales, ya que estas son cada vez más requeridas por los estados para a habilitación de dichas turbinas (Res. 21-2016 CAMMESA), la utilización de esta tecnología ofrece también un gran número de ventajas sobre el resto de las tecnologías térmicas convencionales de producción eléctrica. Así, las emisiones de NO_x y SO₂ son insignificantes, mientras que las emisiones de CO₂ con relación a los kWh producidos son aproximadamente un tercio de las emisiones de una central convencional de carbón.

FIGURA 1.6 Niveles de emisiones de distintos combustibles fósiles.

Contaminantes (libras/Mbtu)	Gas Natural	Petróleo	Carbón
Dióxido de carbono (CO ₂)	117.000	164.000	208.000
Monóxido de carbono (CO)	40	33	208
Óxidos de nitrógeno (NO _x)	92	448	457
Dióxido de azufre (SO ₂)	1	1.122	2.591
Otras partículas	7	84	2.744
Mercurio	0,000	0,007	0,016

Fuente: Agencia internacional de Energía, "Natural gas issues and trends", 1998.

En tanto Gas Natural Fenosa confirma lo ante dicho sobre los ciclos combinados en tanto que se trata centrales de generación de energía eléctrica en las que se transforma la energía térmica del gas natural en electricidad mediante dos ciclos consecutivos: el que corresponde a una turbina de gas convencional y el de una turbina de vapor.

Sus características principales residen en la utilización que realiza del calor generado en la combustión de la turbina de gas, que se lleva a un elemento recuperador del calor y se emplea para mover una o varias turbinas de vapor. Estas dos turbinas, de gas y vapor, están acopladas a un alternador común que convierte la energía mecánica generada por las turbinas en energía eléctrica.

Llegando a la misma conclusión que Siemens y PW Porwer System, La combinación de estos dos procesos permite alcanzar rendimientos, muy superiores a los de una central térmica convencional con un solo ciclo, ya que obtiene la energía eléctrica en dos etapas, logrando así un mayor aprovechamiento de la energía del combustible.

Gas Natural Fenosa (2018). La decisión de promover este tipo de generación se debe a los beneficios medioambientales, por sobre otras opciones como son el rendimiento en las centrales de ciclo combinado es muy superior, también son congruentes los porcentajes en los que reconoce la mejoría de eficiencia (un 58% frente a un 36% de una central convencional). Es decir, con un menor consumo de energía primaria se logra una mayor producción de energía eléctrica. Ello supone ventajas tanto medioambientales como económicas.

A su vez, producen menor contaminación atmosférica, ya que el gas natural es un combustible más limpio que el carbón, el petróleo o sus derivados, usados en muchos casos para producir electricidad.

Volviendo a la operación de la turbina, una central de ciclo combinado sólo requiere, para la condensación del vapor, un tercio del agua de refrigeración necesaria en las centrales térmicas convencionales según los datos aportados por Gas Natural Fenosa (2018).

La empresa también se ocupa del transporte y suministro de la energía primaria, en este caso, el gas natural, que se hace a través de un gasoducto enterrado, por lo que se evita el impacto derivado de la circulación de camiones o trenes de aprovisionamiento de carbón o fueloil, aquí remarca otro punto fuerte de la generación a gas.

Otro elemento distintivo de las centrales termoeléctricas de generación a gas según Gas Natural Fenosa (2018), se trata que pueden construirse cerca de los lugares donde se consumirá la electricidad, de este modo se acortan las líneas de tendido eléctrico, con lo que se reducen las inevitables pérdidas de electricidad y se disminuye el impacto visual.

Figura 11 - Factor de emisión de CO2 por tipo de hidrocarburo

Cálculo del Factor de Emisión de CO ₂ , de la Red Argentina		
Factor de emisión por combustible	http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=2311	
Combustible	Factores de Emisión	
Gas Natural (NG)	1,936	tCO ₂ /dam ³
Fuel Oil (FO)	3,127	tCO ₂ /t
Gas oil (GO)	3,771	tCO ₂ /t
CMi (Carbón Mineral) Na	2,441	tCO ₂ /t
CMi (Carbón Mineral) Imp	2,441	tCO ₂ /t
3,111075 tCO ₂ /m ³		
(Fuente : Tercera Comunicación Nacional Argentina, Págs. 237 y 241)		
Densidad del Gasoil	0,825	t/m ³

Fuente: Ministerio de energía, CABA, Junio 2018.

1.8 CAPÍTULO 3 – Evaluación financiera

1.8.1 Principales Variables

El negocio de la generación eléctrica tiene una particularidad que se describió un poco al inicio del trabajo. Con las nuevas modificaciones en lo que respecta al pago hacia los generadores eléctricos podemos distinguir dos grandes variables que afectan a nuestras futuras remuneraciones, y que estarán incluidas dentro de nuestro contrato con el mercado.

El MEM establece dos tipos de remuneraciones: por disponibilidad de potencia y por MW generados. De esta manera, los indicadores principales que nos permitirán confeccionar nuestros ingresos o ventas, son el porcentaje de disponibilidad de nuestra potencia contratada y el porcentaje de despacho en el que se encuentre la misma que ese establecen en la Resolución 287-E/2017 de la SEE.

Además de nuestros ingresos, debemos tener en cuenta los costos de operación. Como respaldo de nuestra operatoria en la central, se tomará como premisa la firma de un contrato de mantenimiento con el fabricante que nos permita obtener certeza de disponibilidad y de correcto funcionamiento de la máquina. También fijado en la Res. 287-E/2017 Este contrato estipula un costo por horas fuego que está relacionado directamente con el despacho y un costo inicial por la provisión de repuestos, y su reposición, por la duración del mismo.

Por otra parte, existen otros costos asociados a la operación de manera directa y algunos otros, como el seguro y el costo laboral, asociados al proyecto en general y contemplados como costos fijos del negocio.

Con respecto a los costos asociados al consumo de combustibles, tanto líquidos como gaseosos, los mismos son provisionados por CAMMESA a un costo de referencia de mercado. De acuerdo a los contratos celebrados bajo la resolución 287-E 2017, descripta anteriormente, este combustible era reconocido como componente del precio de la energía funcionando como un *Pass Trought* a los efectos de la obtención del margen operativo.

1.8.1.1 Disponibilidad de potencia

La potencia es una idea de rapidez o velocidad con que se realiza un trabajo, es decir que es la cantidad de energía absorbida o disipada por unidad de tiempo. Cuanto mayor sea la potencia de un equipamiento, mayor será la energía que este pueda producir en el

tiempo. La potencia en el tiempo genera la energía eléctrica define Laguna Monroy, Israel (2002).

1.8.1.2 Despacho o generación de energía

Otra de las variables que componen las ventas del negocio es la cantidad de MW generados y entregados al sistema. La generación de energía se mide en MWh y está relacionada con el despacho al que se solicite, por parte de CAMMESA, a la central térmica.

Como se describió al comienzo del trabajo, este despacho depende de muchas variables del MEM pero tiene un aspecto estacional que nos permite determinar aproximadamente cual puede ser el índice de generación que podemos tener durante el verano y el invierno.

Dependiendo de las condiciones de nuestra tecnología, y principalmente al consumo específico de nuestra máquina, la misma puede ser más o menos convocada para el despacho. Es importante en este punto que exista un porcentaje estable de generación dado que dentro del precio estarán incorporados los costos variables y fijos del negocio. CAMMESA (2018).

1.8.1.3 Costos asociados

Los costos se pueden dividir en dos grandes rubros: los variables y los fijos. Dentro de los costos variables encontramos a aquellos que se generan cuando hay despacho, el más importante de ellos es el de mantenimiento que se calcula con las horas fuego a las que se expone la máquina, es decir la cantidad de horas en la que esta esté generando energía indistintamente de la potencia que entregue.

Además del contrato de mantenimiento existen costos variables asociados a la generación como son los mantenimientos mecánicos y eléctricos requeridos para operar, los repuestos, los consumibles como lo son los filtros de aire y combustible.

Por otro lado, están los costos fijos que son independientes de la generación de energía que tenga la unidad térmica. Como rubros más importantes distinguimos al costo laboral y al seguro de todo riesgo operativo.

A fines de armar de manera simplificada nuestro caso, en la sección siguiente se definirán los precios aproximados de los ítems que mencionamos anteriormente. ADEERA (2018).

1.8.1.4 Precios

El precio de potencia que se acordara con el mercado está relacionado directamente con un valor que represente la rentabilidad de la inversión a realizar. Este aspecto es muy importante dado que dichos precios son en dólares estadounidenses y permiten al inversor tener estabilidad en cuanto a sus ingresos futuros.

Mediante la licitación de la Res 287/17 el inversor presentara los montos adecuados a sus costos financieros. Tomando como base los precios pactados en la última licitación de la nueva resolución se propondrá un valor entre 28 y 32 U\$/MW a fines de poder realizar distintos casos que nos permitan evaluar nuestra inversión. Para los contratos a firmar el precio se expresa de manera mensual, lo que nos daría un equivalente a 20.440 a 23.400 U\$/MW-mes.

Con respecto a la generación, los MWh otorgados al sistema tendrán un valor equivalente al costo de su producción. De esta manera, dichos precios contemplan un costo adecuado a la eficiencia de la máquina y los costos variables de mantenimiento. Este monto es importante desde el punto de vista en que se pueda pactar un valor que permita no solo cubrir los costos variables sino también, cubrir los costos fijos que existen independientemente de la generación eléctrica. SEE (2017).

Los montos aproximados para ese ítem rondan entre los 8 a 10 U\$/MWh con funcionamiento a gas, y de 10 a 14 U\$/MWh funcionando con Gas Oil, este último punto tiene que ver con el desgaste que se somete a la maquina cuando utiliza combustibles líquidos.

1.8.2 Herramientas de evaluación

1.8.2.1 Valor Actual Neto (VAN)

Lopez Dumrauf (2006). El Valor Actual Neto (VAN) es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión. También se conoce como Valor neto actual (VNA), valor actualizado neto o valor presente neto (VPN).

Para ello trae todos los flujos de caja al momento presente descontándolos a un tipo de interés determinado. El VAN va a expresar una medida de rentabilidad del proyecto en

términos absolutos netos, es decir, en nº de unidades monetarias (pesos, euros, dólares, etc.).

Se utiliza para la valoración de distintas opciones de inversión. Ya que calculando el VAN de distintas inversiones vamos a conocer con cuál de ellas vamos a obtener una mayor ganancia.

1.8.2.1.1 Criterio de selección de proyectos según el VAN

El VAN sirve para generar dos tipos de decisiones: en primer lugar, ver si las inversiones son efectuables; y en segundo lugar, ver qué inversión es mejor que otra en términos absolutos. Los criterios de decisión van a ser los siguientes:

- **VAN > 0:** el valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión, a la tasa de descuento elegida generará beneficios.
- **VAN = 0:** el proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas, siendo su realización, en principio, indiferente.
- **VAN < 0:** el proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado.

1.8.2.1.2 Ventajas e inconvenientes del VAN

- **El VAN tiene varias ventajas** a la hora de evaluar proyectos de inversión, principalmente que es un método fácil de calcular y a su vez proporciona útiles predicciones sobre los efectos de los proyectos de inversión sobre el valor de la empresa. Además, presenta la ventaja de tener en cuenta los diferentes vencimientos de los flujos netos de caja.
- Pero a pesar de sus ventajas **también tiene alguno inconvenientes** como la dificultad de especificar una tasa de descuento la hipótesis de reinversión de los flujos netos de caja (se supone implícitamente que los flujos netos de caja positivos son reinvertidos inmediatamente a una tasa que coincide con el tipo de descuento, y que los flujos netos de caja negativos son financiados con unos recursos cuyo coste también es el tipo de descuento).
-

1.8.2.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

Lopez Dumrauf (2006). La Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto.

Es una medida utilizada en la evaluación de proyectos de inversión que está muy relacionada con el Valor Actualizado Neto (VAN). También se define como el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero, para un proyecto de inversión dado.

La tasa interna de retorno (TIR) nos da una medida relativa de la rentabilidad, es decir, va a venir expresada en tanto por ciento. El principal problema radica en su cálculo, ya que el número de periodos dará el orden de la ecuación a resolver. Para resolver este problema se puede acudir a diversas aproximaciones, utilizar una calculadora financiera o un programa informático.

1.8.2.2.1 Definición del cálculo de la TIR

También se puede definir basándonos en su cálculo, la TIR es la tasa de descuento que iguala, en el momento inicial, la corriente futura de cobros con la de pagos, generando un VAN igual a cero:

1.8.2.2.2 Criterio de selección de proyectos según la Tasa interna de retorno

El criterio de selección será el siguiente donde “k” es la tasa de descuento de flujos elegida para el cálculo del VAN:

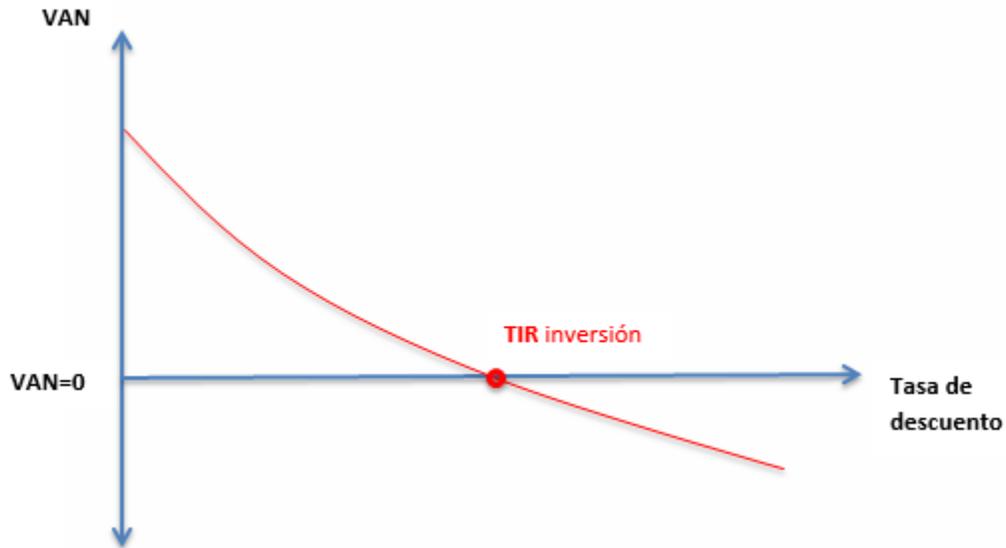
- **Si $TIR > k$, el proyecto de inversión será aceptado.** En este caso, la tasa de rendimiento interno que obtenemos es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión.
- **Si $TIR = k$, estaríamos en una situación similar a la que se producía cuando el VAN era igual a cero.** En esta situación, la inversión podrá llevarse a cabo si mejora la posición competitiva de la empresa y no hay alternativas más favorables.
- **Si $TIR < k$, el proyecto debe rechazarse.** No se alcanza la rentabilidad mínima que le pedimos a la inversión.

1.8.2.2.3 Representación gráfica de la TIR

Como hemos comentado anteriormente, la Tasa Interna de Retorno es el punto en el cuál el VAN es cero. Por lo que si dibujamos en un gráfico el VAN de una inversión en el eje de

ordenadas y una tasa de descuento (rentabilidad) en el eje de abscisas, la inversión será una curva descendente. El TIR será el punto donde esa inversión cruce el eje de abscisas, que es el lugar donde el VAN es igual a cero:

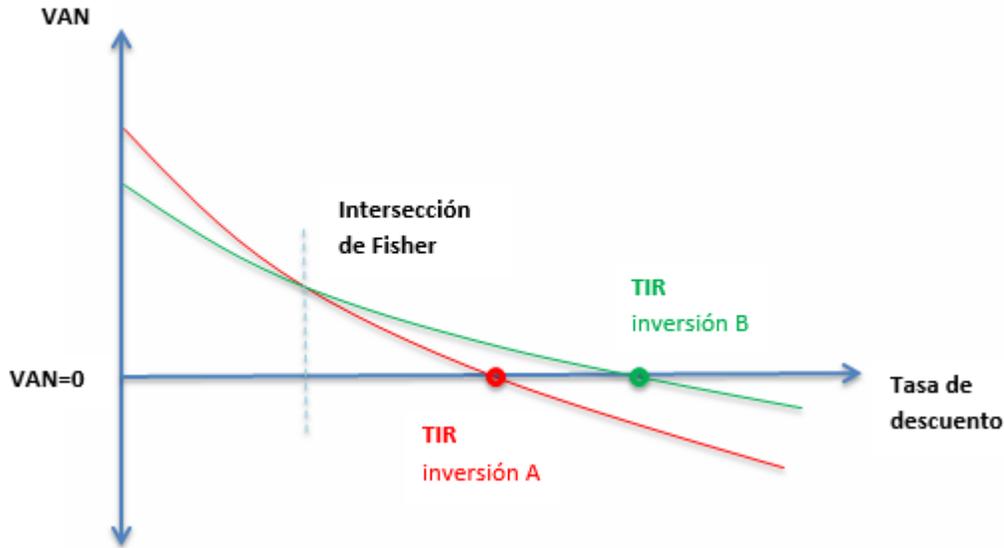
Figura 12 - Representación gráfica de la TIR



Fuente: Elaboración propia.

Si dibujamos la TIR de dos inversiones podemos ver la diferencia entre el cálculo del VAN y TIR. El punto donde se cruzan se conoce como intersección de Fisher.

Figura 13 - Intersección de Fisher



Fuente: Elaboración propia.

1.8.2.2.4 Inconvenientes de la Tasa interna de retorno

Es muy útil para evaluar proyectos de inversión ya que nos dice la rentabilidad de dicho proyecto, sin embargo tiene algunos inconvenientes:

- **Hipótesis de reinversión de los flujos intermedios de caja:** supone que los flujos netos de caja positivos son reinvertidos a "r" y que los flujos netos de caja negativos son financiados a "r".
- **La inconsistencia de la TIR:** no garantiza asignar una rentabilidad a todos los proyectos de inversión y existen soluciones (resultados) matemáticos que no tienen sentido económico:
 - Proyectos con varias r reales y positivas.
 - Proyectos con ninguna r con sentido económico.

1.8.2.3 Comparación entre VAN y TIR

Lopez Dumrauf (2006). A la hora de estudiar la viabilidad económica de un negocio o proyecto de inversión, los parámetros del Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) pueden servirnos de ayuda en la toma de decisión, no obstante, hay que tener claro que estos criterios no siempre coinciden, tienen sus limitaciones y sus resultados podrían ser inconsistentes en algunos casos. Por tanto, vamos a poner sobre la mesa estos dos procedimientos para analizarlos conjuntamente.

La primera diferencia a mencionar es la forma de estudiar la rentabilidad de un proyecto. El VAN lo hace en términos absolutos netos, es decir, en unidades monetarias, nos indica el valor del proyecto a día de hoy; mientras la TIR, nos da una medida relativa, en tanto por ciento.

Estos métodos también se diferencian en el tratamiento de los flujos de caja. Por un lado, el VAN considera los distintos vencimientos de los flujos de caja, dando preferencia a los más próximos y reduciendo así el riesgo. Asume que todos los flujos se reinvierten a la misma tasa K , tasa de descuento que se emplea en el propio análisis. Por otro lado, la TIR no considera que los flujos de caja se reinviertan periódicamente a la tasa de descuento K , sino a un tanto de rendimiento r , sobrestimando la capacidad de inversión del proyecto.

1.8.2.4 Payback - Plazo de Recuperación

Lopez Dumrauf (2006). El Payback o Plazo de Recuperación es un criterio para evaluar inversiones que se define como el periodo de tiempo requerido para recuperar el capital inicial de una inversión. Es un método estático para la evaluación de inversiones.

Por medio del Payback sabemos el número de periodos (normalmente años) que se tarda en recuperar el dinero desembolsado al comienzo de una inversión. Lo que es crucial a la hora de decidir si embarcarse en un proyecto o no.

1.8.2.4.1 Método para el cálculo del Payback

Si los flujos de caja son iguales todos los años la fórmula para calcular el Payback será esta:

Si por el contrario, los flujos de caja no son iguales todos los periodos (por ejemplo un año recibimos 100 euros de beneficio, al siguiente 200 y después 150 euros), habrá que ir restando a la inversión inicial los flujos de caja de cada periodo, hasta que llegemos al periodo en que recuperamos la inversión.

Lógicamente será preferible una inversión en donde el plazo de recuperación sea menor. La principal ventaja del criterio Payback es que es muy fácil de calcular.

1.8.2.4.2 Inconvenientes del Payback

Aunque es un método muy útil y sencillo de calcular, presenta algunos problemas:

- No tiene en cuenta cualquier beneficio o pérdida que pueda surgir posteriormente al periodo de recuperación.
- No tiene en cuenta la diferencia de poder adquisitivo a lo largo del tiempo (inflación).

El Payback Descontado es un método similar, pero que corrige el efecto del paso del tiempo en el dinero. Además, existen otros métodos de evaluación de inversiones son generalmente preferidos, como Valor Actualizado Neto (VAN) o la Tasa Interna de Retorno (TIR).

2 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

2.1 Métodos de investigación

2.1.1 Paradigma cuantitativo y cualitativo

Khun (1970) define a paradigma, en sentido amplio, como una matriz disciplinaria que abarca generalizaciones, supuestos, valores y creencias y ejemplos compartidos de lo que constituye el interés de la disciplina. Enumera cuatro aspectos sobre la utilidad de los paradigmas, el primero se refiere como guía para los profesionales de una disciplina al indicar los problemas, cuestiones e interrogantes con los que se enfrenta. El segundo aspecto es que orienta la construcción de modelos y teorías cuya finalidad es tratar de resolver los problemas. En tercer lugar establece los criterios para el uso de las

herramientas pertinentes, desde la metodología, instrumentos para la recolección de datos, etc. Y en cuarto lugar brinda una epistemología.

Debemos reflexionar, en este momento, que tratar de incompatibles ambos tipos de paradigmas y sus respectivos métodos, parece a esta altura del debate inútil, dado que lo anterior estimula a la elección forzada por parte del investigador de un paradigma y sus métodos, cuando en la realidad y como veremos más adelante, sería más adecuado pensar en la combinación de ambos de acuerdo con las necesidades de la investigación.

2.1.2 Paradigma MIXTO

Optamos por un paradigma de investigación mixto debido a que el estudio de las variables se puede observar en la realidad por ser proyectos que están en marcha y existe abundante bibliografía de consulta, adicionalmente contamos con la opinión de los referentes de la industria a los cuales acudimos en busca de su punto de vista.

Mediante una triangulación de datos que incluye la observación en planta, entrevistas a ejecutivos, el análisis de un documento de correlación estadística de generación propia, y por último un documento de análisis de proyecto financiero de elaboración propia; buscamos eliminar el sesgo y fortalecer la hipótesis planteada inicialmente contrastando los datos en busca de información oculta y propiciar el debate y la reflexión.

El tipo de investigación abarca estudios **descriptivos y explicativos**.

Descriptivo, respecto a las prácticas que prevalecen como la utilización de gas para la generación como fuente más eficaz y la opinión generalizada de los ejecutivos del sector energético y materialización de las variables en la observación en planta.

Explicativo, respecto a las causas y los efectos de las variables que afectan al mercado.

- Inversión – Eficiencia de generación
- Emisiones de CO2 – Combustible utilizado
- Participación del estado – Estabilidad
- Relación entre tarifa e inversión
- Tarifa – Exploración
- Subsidios – Presupuesto

2.1.3 Cuadro relacional de variables, dimensiones, indicadores e instrumentos

En el presente cuadro se observan las 3 variables macro abordadas por esta tesis en cuestión, las mismas son las inherentes a variables políticas, variables con respecto a la eficiencia y subsecuente contaminación y por último a las variables de análisis financiero de en cursar en un proyecto de Cierre de Ciclo.

Las variables se encuentran desdobladas en dimensiones, a su vez cada dimensión posee por lo menos un indicador, los cuales tiene como objetivo validar nuestra hipótesis mediante las mediciones de los mismos.

Los instrumentos que materializan estas variables mediante su triangulación están agrupados en 3 grupos:

- 1) Análisis de documentos:
 - Documento de correlación estadística de rentabilidad ofrecida.
 - Documento de análisis financiero del proyecto

- 2) Entrevistas a ejecutivos en la materia:
 - Economista Osvaldo Cado (Gerente de Estructuraciones financieras en Grupo Albanesi)
 - Ing. Julian Pablo Sarti (Director en Generación independencia S.A.)

- 3) Observación en planta del funcionamiento de una turbina de gas con cierre de ciclo implementado y su entorno.

Figura 14 - Cuadro relacional de variables, dimensiones, indicadores e instrumentos

	Variables	Dimensiones	Indicadores	Instrumento 1 (Documentos)	Instrumento 2 (Entrevista A)	Instrumento 3 (Entrevista B)	Instrumento 4 (Observación)
Política	Incidencia del Estado en el ordenamiento de las variables del MEM.	2.1.2.1. Cierre de ciclo para turbinas termogeneradoras (TG) existentes (Resolución 287-E/2017)	Beneficios de la Resolución impulsada por el estado en 2017. Cierres de ciclo	Documento de análisis de la rentabilidad ofrecida por cada una de las resoluciones entre 2007 y 2017, según las remuneraciones ofrecidas por las mismas en función de la eficiencia de cada generador.	Entrevista con: Ing. Julian Pablo Sarti (Director en Generación independencia S.A.) - PREGUNTA 3,4,5,6 y 7. (Carácter cualitativo de las resoluciones en la práctica)	Entrevista con: Economista Osvaldo Cado (Gerente de Estructuraciones financieras en Grupo Albanesi). - PREGUNTA 7. (Carácter cualitativo)	-
		2.1.2.2. Nueva generación etapa II (Resolución SE 21/2016)	Beneficios de la Resolución impulsada por el estado en 2016. Nueva generación II				
		2.1.2.4. Nueva generación (Resolución SE 220/2007)	Beneficios de la Resolución impulsada por el estado en 2007. Nueva generación				
Eficiencia	Analizar las características técnicas de la incorporación de cierre de ciclo de una turbina termoeléctrica en torno a su eficiencia y contaminación ambiental.	2.1.2. La generación de energía eléctrica; 2.2.1 Descripción técnica de la tecnología	Incremento de la eficiencia en la producción de energía eléctrica.	Correlación estadística de los valores obtenidos de la generación de 5 turbinas con ciclos cerrado vs 5 turbinas de generación combinada (Eficiencia).	Entrevista con: Ing. Julian Pablo Sarti (Director en Generación independencia S.A.) - PREGUNTA 1 y 2. (Carácter cualitativo)	-	Observación de tableros en planta con ciclo cerrado implementado en una turbina de gas en funcionamiento. Verificación en tableros de control eléctrico de los valores de la generación.
		2.2.2. Beneficios del cierre de ciclo en la turbina generadora de gas	Minimización del impacto ambiental debido a la generación.	Correlación estadística de los valores obtenidos de la emisión de gases de 5 turbinas con ciclos cerrado vs 5 turbinas de generación combinada (Contaminación).	Entrevista con: Ing. Julian Pablo Sarti (Director en Generación independencia S.A.) - PREGUNTA 7. (Carácter cualitativo)	Entrevista con: Economista Osvaldo Cado (Gerente de Estructuraciones financieras en Grupo Albanesi). - PREGUNTA 7. (Carácter cualitativo)	Observación en planta, se verifican los estándares ambientales en el lugar, las normas de seguridad que establecen las resoluciones de la SEE y la emisión de gases de escape de las turbinas.
Financiera	Evaluar el desempeño del proyecto financiero de cerrar un ciclo en una turbina de gas.	2.3. Evaluación financiera (Evaluación financiera de los resultados obtenidos de la utilización de la nueva tecnología.)	2.3.2.1. Tasa Interna de Retorno (TIR)	Documento de análisis financiero y determinación de los beneficios obtenidos por la implementación vs el costo oportunidad de no hacer nada.	-	Entrevista con: Economista Osvaldo Cado (Gerente de Estructuraciones financieras en Grupo Albanesi). - PREGUNTA 1 a 6. (Carácter cualitativo)	-
2.3.2.2. Valor Actual Neto (VAN)							
2.3.2.3. Payback - Plazo de Recuperación							

Fuente: Elaboración propia, Mayo 2018.

3 TRABAJO DE CAMPO Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

3.1 Análisis del Proyecto de Cierre de Ciclo de un Turbogruppo

Se presenta a modo de resumen, pudiendo acceder al contenido completo en:

“Anexo 1 – MODELO DE NEGOCIO”

Luego de hacer un repaso sobre la situación actual del mercado eléctrico argentino, esta sección se concentrará en describir los componentes principales de nuestro proyecto. Para tal descripción, se utilizará como base información sobre generadoras hoy vigentes, cuyos balances o prospectos de emisiones de Obligaciones Negociables, disponibles en CNV (Comisión Nacional de Valores), nos permitan obtener detalle sobre las inversiones efectuadas.

Lo relevante de esta sección es obtener los parámetros y variables que nos permitan armar el modelo de negocio. A continuación, se describen los datos técnicos, principales variables, precios y costos de inversión.

3.1.1 Resumen información técnica turbina

El siguiente cuadro resume las características principales descriptas anteriormente y adicióna información respecto a la relación de consumo/generación de la turbina.

Figura 15 - Información Técnica

1. Información Técnica	
Ciclo termico	Ciclo Abierto
Fabricante	Pratt & Whitney PS
Ciclo Abierto	
Modelo Turbina	FT4000
Potencia Nominal	60 MW
Potencia Real	57,5 MW
Consumos Internos	0,5 MW
Potencia Neta	57 MW
Consumo Especifico	2.400 kcal/kWh
Consumo Especifico de Gas	0,286 Dam ³ /MWh
Consumo Especifico de Gas Oil	0,291 m ³ /MWh

Fuente: Elaboración propia. Incluido en Modelo de negocio en el Anexo.

3.1.2 Resumen información Cierre de Ciclo (Incremental)

En base al mismo equipo descripto anteriormente se presentan los datos incrementales del proyecto de Cierre de Ciclo propuesto (CC). Esta información es el paso inicial para la construcción de nuestro modelo de negocio que nos permitirá el cálculo de nuestros ingresos.

Figura 16 - Información Técnica (CC)

1. Información Técnica (CC)	
Ciclo termico	Ciclo Cerrado
Fabricante Turbina	Pratt & Whitney PS
Plazo de Construcción	12 meses
Ciclo Cerrado CC	
Modelo Turbina	FT4000
Potencia Nominal Incremental CC	32,4 MW
Potencia Real Incremental CC	31,1 MW
Consumos Internos	0,5 MW
Potencia Neta Incremental CC	31 MW
Consumo Especifico	2.400 kcal/kWh
Consumo Especifico de Gas	0,286 Dam ³ /MWh
Consumo Especifico de Gas Oil	0,291 m ³ /MWh

Fuente: Elaboración propia. Incluido en Modelo de negocio en el Anexo.

3.1.3 Principales Variables e Indicadores

El negocio de la generación eléctrica tiene una particularidad que se describió un poco al inicio del trabajo. Con las nuevas modificaciones en lo que respecta al pago hacia los generadores eléctricos podemos distinguir dos grandes variables que afectan a nuestras futuras remuneraciones, y que estarán incluidas dentro de nuestro contrato con el mercado.

3.1.3.1 Disponibilidad de potencia

La potencia es una idea de rapidez o velocidad con que se realiza un trabajo, es decir que es la cantidad de energía absorbida o disipada por unidad de tiempo. Cuanto mayor sea la potencia de un equipamiento, mayor será la energía que este pueda producir en el tiempo. La potencia en el tiempo genera la energía eléctrica.

3.1.3.2 Despacho o generación de energía

Otra de las variables que componen las ventas del negocio es la cantidad de MW generados y entregados al sistema. La generación de energía se mide en MWh y está relacionada con el despacho al que se solicite, por parte de CAMMESA, a la central térmica.

3.1.3.3 Costos asociados

Los costos se pueden dividir en dos grandes rubros: los variables y los fijos. Dentro de los costos variables encontramos a aquellos que se generan cuando hay despacho, el más importante de ellos es el de mantenimiento que se calcula con las horas fuego a las que se expone la máquina, es decir la cantidad de horas en la que esta esté generando energía indistintamente de la potencia que entregue.

3.1.3.4 Precios

El precio de potencia que se acordara con el mercado está relacionado directamente con un valor que represente la rentabilidad de la inversión a realizar. Este aspecto es muy importante dado que dichos precios son en dólares estadounidenses y permiten al inversor tener estabilidad en cuanto a sus ingresos futuros.

El siguiente cuadro resume lo expuesto:

Figura 17 - Información comercial

2. Información comercial		
Operación	<i>Verano</i>	<i>Invierno</i>
Potencia Contratada	55,0 MW	57,0 MW
Factor de indisponibilidad	2%	1%
Despacho	60%	20%
Precios		
Potencia		21.900 U\$/MW-mes 30,00 U\$/MWh
Energía	Gas	8,0 U\$/MWh
	Gas Oil	10,0 U\$/MWh
Penalizaciones		5,0 U\$/MWh
Mantenimiento Turbinas	Gas	240 U\$/hhff
	Gas Oil	360 U\$/hhff
Costo O&M		100.000 U\$/mes

Fuente: Elaboración propia. Incluido en Modelo de negocio en el Anexo.

En forma análoga podemos ver los valores incrementales otorgados mediante el CC:

Figura 18 - Información comercial Incremental (CC)

2. Información comercial - Incremental CC		
Operación	<i>Verano</i>	<i>Invierno</i>
Potencia Contratada	29,7 MW	30,8 MW
Factor de indisponibilidad	2%	1%
Despacho	95%	32%
Precios		
Incremento de Potencia		11.826 U\$/MW-mes
		16,20 U\$/MWh
Energía	Gas	8,0 U\$/MWh
	Gas Oil	10,0 U\$/MWh
Penalidades		5,0 U\$/MWh
Mantenimiento	Gas	240 U\$/hhff
	Gas Oil	360 U\$/hhff
Costo O&M		19.500 U\$/mes

Fuente: Elaboración propia. Incluido en Modelo de negocio en el Anexo.

3.1.3.5 Costo de la inversión

Para establecer los costos de inversión se contemplan algunas presentaciones de nuevos proyectos a CAMMESA, así como también los balances de las mismas. A modo de simplificación de nuestro trabajo, se tomarán tres grandes rubros de la inversión: Cierre de Ciclo, Montaje y BOP (Balance of plant).

A continuación, se resumen en un cuadro los montos de lo mencionado. Dichos datos se obtuvieron de las presentaciones y proyectos presentados ante CAMMESA.

Figura 19 - Costo de inversión (CC)

3. Costo de inversión CC	IVA	Monto
Cierre de Ciclo		U\$ 9.438.000,00
Caldera y tobera p/Turbogruppo	10,5%	U\$ 8.775.000,00
Repuestos contrato de mantenimiento	21%	U\$ 390.000,00
Transporte + Seguro	21%	U\$ 214.500,00
Gastos Aduaneros		U\$ 58.500,00
Montaje		U\$ 1.170.000,00
Montaje en planta	21%	U\$ 663.000,00
Asistencia tecnica	21%	U\$ 312.000,00
Otros trabajos	21%	U\$ 195.000,00
BOP (balance of plant)		U\$ 3.451.500,00
Planos y análisis	21%	U\$ 58.500,00
Obra Interna	21%	U\$ 663.000,00
Obras civiles	21%	U\$ 663.000,00
Planta de agua	21%	U\$ 390.000,00
Adaptaciones	10,5%	U\$ 312.000,00
Obras Electricas	21%	U\$ 507.000,00
Sistema contra incendios	21%	U\$ 97.500,00
Tanques de almacenamiento	21%	U\$ 273.000,00
Seguro de construccion	21%	U\$ 97.500,00
Otros trabajos	21%	U\$ 390.000,00
Subtotal		U\$ 14.059.500,00
IVA		U\$ 1.986.075,00
Total		U\$ 16.045.575,00

Fuente: Elaboración propia. Incluido en Modelo de negocio en el Anexo.

3.1.4 Modelo de negocio

Los distintos componentes de nuestra inversión, fueron el puntapié inicial para armar nuestro análisis sobre invertir dentro de este rubro. Poner en evidencia la situación actual del sector, sus falencias, su potencial y el nivel de importancia para el país, es útil para poder determinar el siguiente análisis.

A continuación, se detallan las principales premisas de nuestro modelo de negocio:

3.1.4.1 Moneda

Todo el modelo se realiza en dólares estadounidenses. El motivo de esta simplificación tiene que ver con el hecho de que estos nuevos contratos de abastecimiento se firman con precios en U\$ como mencionamos en el apartado anterior, y, por otra parte, con el fin de evitar fluctuaciones de tipo de cambio que se presentan en Argentina.

3.1.4.2 Funcionamiento de la central bajo el MEM

Este ítem es fundamental para determinar las remuneraciones a percibir de nuestra central. Dada la sensibilidad de los siguientes factores vamos a realizar 2 casos de análisis:

Caso Base (Turbina): El despacho estimado es de 60% en la época de verano (Oct-Abr) y del 20% para la época de invierno (May-Sep). En cuanto a la indisponibilidad para los meses de verano la indisponibilidad estimada es del 2%, mientras que para el invierno es del 1%. Esta relación es coherente con la menor producción de energía y también con la eficiencia de la máquina ante altas temperaturas.

Caso Proyecto (Turbina+CC): El despacho estimado es de 95% en la época de verano (Oct-Abr) y del 32% para la época de invierno (May-Sep). En cuanto a la indisponibilidad para los meses de verano la indisponibilidad estimada es del 2%, mientras que para el invierno es del 1%.

3.1.4.3 Contrato con el MEM

El contrato que firmaremos con CAMMESA es el punto de partida para poder determinar la factibilidad de nuestra inversión, el mismo tendrá una duración de 10 años. Bajo el esquema de la nueva Res 21/2017. Podemos identificar de manera simplificada que la liquidación final se compone de la remuneración por potencia, remuneración por energía suministrada, las penalidades incurridas y el costo del combustible. Este último ítem se anula de acuerdo al supuesto tomado en el análisis.

MARGEN BRUTO = VENTA DE POTENCIA + VENTA ENERGIA - PENALIDADES

3.1.4.4 Resultados

El EBITDA será el componente principal para realizar el cálculo de nuestro flujo de fondos y el posterior análisis de rentabilidad de la inversión.

El cuadro siguiente es extraído del Modelo en formato Excel (adjunto a este trabajo), para permitirnos examinar el armado del mismo para un mes en particular.

Figura 20 - Estado de resultados

Estado de Resultados (valores en U\$)		
	Años	1
	Meses	Enero
	Días	31
Estacionalidad		V
MAPRO	Días	-
Uso de Gas Oil	%	-
Fisicos		
Potencia	MW	29
Energia	MWh	20.908
HHFF	Hs	704
Ventas		
Potencia	U\$	344.208
Energia	U\$	167.264
Penalizaciones	U\$	(2.210)
Costos		
Cargos CAMMESA	U\$	(5.000)
Margen Bruto	U\$	504.262
IIBB (1,5%)	U\$	(7.564)
Contrato de Mantenimiento	U\$	(168.953)
O&M	U\$	(19.500)
EBITDA	U\$	308.244
Depreciaciones	U\$	(65.500)
Intereses perdidos	U\$	
Intereses ganados	U\$	
Imp. D/C	U\$	
Comisiones	U\$	
Resultado Bruto	U\$	242.744
Imp. a las Ganancias	U\$	(84.961)
Resultado Neto	U\$	157.784

Fuente: Elaboración propia. Incluido en Modelo de negocio en el Anexo.

3.1.5 TIR, VAN y PAYBACK

El flujo de fondos o Cash Flow, es la representación en el tiempo de los ingresos y egresos que se determinaron en el estado de resultados y en el momento inicial de nuestra inversión.

A continuación, se presenta el cash flow proyectado para nuestro modelo de negocio:

Figura 21 - Cash Flow del proyecto

Cash Flow (valores U\$)											
Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos por ventas	U\$ -	5.419.904	6.489.514	6.489.514	6.489.514	6.489.514	6.489.514	6.489.514	6.489.514	6.489.514	6.489.514
Contrato de Mantenimiento	U\$ -	(1.179.341)	(1.739.885)	(1.739.885)	(1.739.885)	(1.739.885)	(1.739.885)	(1.739.885)	(1.739.885)	(1.739.885)	(1.739.885)
O&M	U\$ -	(259.545)	(283.140)	(283.140)	(283.140)	(283.140)	(283.140)	(283.140)	(283.140)	(283.140)	(283.140)
Impuestos	U\$ -	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IVA a pagar	U\$ -	-	-	-	-	(376.440)	(999.791)	(1.011.694)	(1.011.694)	(1.011.694)	(1.011.694)
IIGG	U\$ -	-	-	(1.068.094)	(988.703)	(988.703)	(988.703)	(988.703)	(988.703)	(988.703)	(988.703)
IGMP	U\$ -	(585.162)	(76.975)	-	-	-	-	-	-	-	-
IIBB	U\$ -	(72.885)	(80.449)	(80.449)	(80.449)	(80.449)	(80.449)	(80.449)	(80.449)	(80.449)	(80.449)
Impuesto D/C	U\$ -	(41.153)	(51.075)	(51.075)	(51.075)	(51.075)	(51.075)	(51.075)	(51.075)	(51.075)	(51.075)
Flujo Operativo	U\$ -	3.281.820	4.257.991	3.266.872	3.346.263	2.969.823	2.346.472	2.334.568	2.334.568	2.334.568	2.334.568
Inversión	U\$ (16.045.575)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Prestamos	U\$ -	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Intereses perdidos	U\$ -	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Intereses ganados	U\$ -	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Imp. D/C	U\$ -	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Comisiones	U\$ -	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo neto	U\$ (16.045.575)	3.281.820	4.257.991	3.266.872	3.346.263	2.969.823	2.346.472	2.334.568	2.334.568	2.334.568	2.334.568
Equity	U\$ -	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo de caja ACUM	U\$ (16.045.575)	(12.763.755)	(8.505.764)	(5.238.892)	(1.892.629)	1.077.194	3.423.665	5.758.234	8.092.802	10.427.370	12.761.939

Fuente: Elaboración propia. Incluido en Modelo de negocio en el Anexo.

Como se puede observar, al cabo de 10 años de generación se estima una caja de U\$ 12,7 millones.

A partir del flujo de fondos se calcularán nuestros indicadores:

Figura 22 - Indicadores

Evaluación												
Flujos	(16.045.575)	3.281.820	4.257.991	3.266.872	3.346.263	2.969.823	2.346.472	2.334.568	2.334.568	2.334.568	2.334.568	7.029.750
PAYBACK NOMINAL							5	8				
							AÑOS	MESES				
TIR	16,52%											
TASA REFERENCIA	7%											
VAN	\$ 7.862.064											

Fuente: Elaboración propia. Incluido en Modelo de negocio en el Anexo.

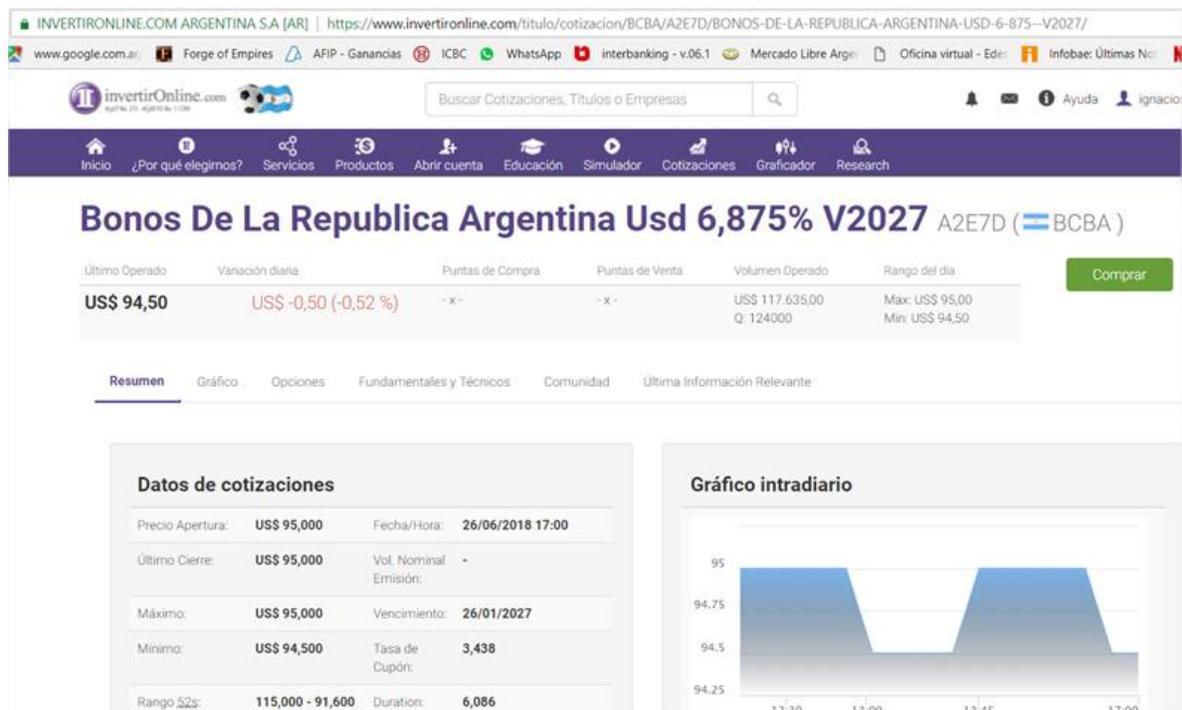
Como se puede observar, en el año 0 se muestran las erogaciones por la inversión y los costos financieros, por tal motivo los mismos son negativos. Para los flujos futuros se notan valores positivos resultantes de la operación de la central para los próximos 10 años.

El criterio utilizado para la evaluación final del proyecto es que al año 11 se obtiene un valor residual producto del valor de los bienes al cabo de 10 años. Si tomamos en cuenta que los mismos se deprecian en 20 años, este valor representa el 50% de la inversión inicial.

Dadas las condiciones precedentes la Tasa Interna de Retorno resultante asciende a 16,5% nominal anual.

En la siguiente imagen se presenta el valor de rendimiento actual de un Bono Soberano con vencimiento en 2027 (plazo 10 años equiparable al del proyecto). Este es el valor utilizado para el cálculo del VAN: 6,875%.

Figura 23 - Tasa de referencia



Fuente: www.invertironline.com al 26-06-2018

Podemos observar que el VAN, utilizando este rendimiento como tasa de referencia, llega a un valor de U\$ 7,86 millones.

Mientras que el plazo de recupero nominal es de 5 años y 8 meses a partir de incurrida la inversión inicial.

De esta forma se logra determinar fehacientemente que el proyecto resulta no solo viable, sino que muy atractivo para el inversor.

3.2 Análisis de la observación en planta

Según lo observado en la visita a la planta, se puede apreciar que se trata de un predio que cumple todas las normas de seguridad e intenta dar una imagen de empresa amigable con el medio ambiente, desde el orden y la limpieza hasta la laguna que simboliza el bajo impacto que este tipo de generadoras tiene en el medio ambiente.

Se pudo observar las turbinas en funcionamiento y la emisión de vapores a la atmosfera en las turbinas sin cierre de ciclo en contrapunto con las que si poseen el ciclo cerrado y reutilizan el vapor, las emisiones son imperceptibles.

En la sala de control, los indicadores analógicos marcaban los MW/h de las turbinas en funcionamiento y las Kcal liberadas por el combustible quemado, ahí también se hizo visible la diferencia entre ambas tecnologías.

Finalmente, durante la visita se encontraban en despacho todas las turbinas con CC y solo entro en servicio una de las cuatro turbinas Pratt & Withney en el horario de pico de consumo y solo por un lapso de tres horas. Lo que evidencia la preferencia de Cammesa a la hora de solicitar el servicio de las distintas unidades de producción.

Las imágenes pueden apreciarse en el ANEXO 6

3.3 Análisis de entrevistas a ejecutivos

Las preguntas que se le realizaron a los entrevistados, se proponen conocer la opinión de los ejecutivos sobre los objetivos de la investigación.

3.3.1 Objetivos

Identificar el rol del Estado Nacional como participante activo en el ordenamiento de las variables del mercado energético argentino, identificando los aspectos salientes de las resoluciones estatales.

Analizar el efecto de la incorporación del cierre de ciclo sobre la capacidad de generación actual y la oportunidad de ser despachado antes que la competencia gracias a la mejora

de costos y aumento de eficiencia para CAMMESA, teniendo en cuenta los estándares de impacto ambiental impuesto por las resoluciones.

Evaluar el desempeño del proyecto financiero de cerrar un ciclo en una turbina de gas utilizando las herramientas de evaluación TIR, VAN y Payback en este marco regulatorio.

3.3.2 Ing. Julian Pablo Sarti (Director en Generación independencia S.A.)

La entrevista se realiza con eje en los objetivos de este trabajo de investigación, planteados en el inicio del apartado de análisis de documentos, los mismos versan sobre la eficiencia de generación y minimización de emisión de gases en las turbinas de ciclo combinado, los indicadores que se utilizan para medir el desempeño financieros del proyecto y el marco legal y político en el que se desarrolla en mismo.

Luego de una de las charlas informativas sobre el negocio que se dan periódicamente a los empleados del Grupo Albanesi S.A. y destacando la predisposición del Ingeniero, que luego de haber hablado durante 2:45hs nos brindó su tiempo y se mostró muy predispuesto a responder estas breves preguntas de las cuales extraemos las ideas centrales a continuación.

El Ingeniero Sarti opina que en su experiencia la implementación del cierre de ciclo en las turbinas de generación posee dos aspectos favorables que se deben destacar, por un lado la eficiencia técnica que ofrece la posibilidad de aumentar la generación de energía con el mismo consumo de combustible y estrechamente ligada a este factor se encuentra la minimización de la emisión de gases a la atmosfera por parte de estas máquinas respecto a otras que no cuentan con el cierre de ciclo avala su opinión con la experiencia de haber desarrollado y participado en la instalación de 9 plantas generados situadas en el territorio argentino de las cuales en 2 ya se está implementando el cierre de ciclo y se obtuvieron licitaciones para cuatro más, la intención es hacerlo en todas las plantas dado el reconocimiento de los beneficios que aporta el cierre de ciclo y las ventajas en torno a la rentabilidad que ofrece el marco regulatorio a través de las resoluciones vigentes como la 287-E/2017.

Esta visión es congruente con los conceptos aportados en el libro Renovetec (2015) en el libro sobre centrales termoeléctricas de ciclo combinado, donde enuncia los beneficios del cierre de ciclo.

En tanto al ser consultado por el desempeño financiero, advierte que no es su área de especialización pero hoy en día debido a su posición de gerente ha tenido contacto con los indicadores económicos más difundidos por lo que utiliza habitualmente la terminología financiera ya que a la hora de evaluar proyectos emplean conceptos como el EBITDA como parámetro de referencia del flujo de un proyecto en el cual el retorno de la inversión está representado por el otro conjunto de indicadores como el VAN, la TIR del proyecto y uno menos técnico pero muy representativo para los no especialistas económicos como el payback que se define según Lopez Dumrauf (2006) como el Plazo de Recuperación, es un criterio para evaluar inversiones que se define como el periodo de tiempo requerido para recuperar el capital inicial de una inversión. Es un método estático para la evaluación de inversiones.

Julian se muestra comprometido con el medio ambiente cuando no muestra el esfuerzo que realiza la organización para cumplir con los estándares ambientales que exige la normativa vigente, cuestión que es congruente con lo que observamos en la visita a la planta de Tucumán personalmente y también en los artículos 3 y 7 de la resolución 287-E/20177.

En torno a la mejora en la eficiencia y su relación con la rentabilidad hace una relación fácil de entender donde *“...Los números hablan por sí solos, a modo de ejemplo, una turbina convencional posee una eficiencia del 40% en la transformación de gas a energía eléctrica, cuando se trata de una con ciclo combinado esta relación aumenta 50% respecto a la turbina que no posee el cierre de ciclo con lo que da como resultante un aumento de 20% en la eficiencia que lleva el 40% a 60%...”*

Congruente con los datos que se pudieron observar en los informes de los dos fabricantes líderes del sector: Siemens y Pratt & Whitney, que informan cifras similares.

“... En cuanto a la rentabilidad, son casos particulares, cada turbina tiene un esquema de costos que es el que marca lo que va a reconocer CAMMESA, previo acuerdo, vos declaras y justificas tanto los costos de operación ósea los variables y también los fijos, y puntualmente en la 287-E/2017 se reconocen los costos financieros en los que se incurrió para la instalación de la turbina porque a lo que apunta en líneas generales esta resolución

es a ampliar la potencia instalada, entonces no solo remunera cada vez que despacha sino que hay un fijo mensual por disponibilidad que se paga en función del cumplimiento del porcentaje que se haya declarado inicialmente...”

A este respecto la normativa indica que es condición la mejora de eficiencia a tal punto que CAMMESA se reserva el derecho de comprarle energía si considera que el generador está operando con costos desproporcionados a los del mercado, por lo que la inversión en centrales termoeléctricas deja de ser una cuestión de optimización de rentabilidad para pasar a ser una cuestión de supervivencia en términos competitivos según expone Julian Sarti, al hacer una lectura del mercado actual en el que se desempeña el grupo Albanesi.

Adicionalmente Sarti comparte la visión de Suazo (2015) donde se expone que la generación de energía eléctrica trasciende el hecho económico, pasando a ser hecho social y humano, que modifica la calidad de vida de las personas a las cuales alcanza la red de distribución.

Es optimista con respecto al futuro energético del país, aunque siempre realista entiende que va a depender en gran medida de las políticas que aplique el Estado nacional en torno a la regulación del mercado tanto para los generadores de oferta como para la demanda, donde en un contexto de quita de subsidios y con tarifas dolarizadas el traslado a precio de los costos va a ponderar cada vez más en costo final del servicio.

Finalmente le consultamos bajo que resoluciones opera actualmente las plantas que posee el Grupo Albanesi y la respuesta es que debido a los distintos momentos en los que entraron en operación las diferentes máquinas hay un mix, lo que permite apreciar las diferencias entre las más antiguas y la rentabilidad y eficiencia de los últimos cierres de ciclo implementados.

Las turbinas que se encuentran operativas actualmente en Generación Independencia operan bajo la resolución Res 220/2007 y Res. 21/2016 nueva generación. Y los cierres de ciclo que entraron bajo la 287-E /2017 son las que actualmente cuentan con los indicadores más positivos en cuanto a disponibilidad y despacho, cercanos al 80% de su capacidad máxima.

Este dato se corrobora en el análisis del documento que nos proporcionaron con los datos del último cuatrimestre en el cuadro de correlación estadística que elaboramos con dichos datos.

Esto nos decía Sarti acerca de la Resolución “... 287-E/2017, si si, en Rio IV, Córdoba, en la que fue originalmente Generación Mediterránea, ahí fue donde cerramos dos Siemens, sinceramente fue una muy buena experiencia, al día de hoy son las turbinas que más se están despachando gracias a su eficiencia hasta en épocas de bajo consumo ocasionalmente entran a despacho, tiene mantenimientos preventivos cada 6 meses y por suerte no han ocasionado penalidades por indisponibilidad desde que entraron en operación, salvo para las MAPRO (mantenimiento programado)...”

En cuanto a la contaminación ambiental, consultamos si tiene evidencia de la disminución teórica de las emisiones una vez realizado el cierre de ciclo a lo que se remitió al concepto básico donde la “... contaminación gira entorno a cuanto combustible es consumido, quemado literalmente para la obtención de energía, hablamos de la transformación física de energía primaria a energía secundaria, de gas a electricidad mediante la liberación de energía calórica contenida en el gas, por eso hablamos de kilo calorías cuando se trata el tema de la generación potencial de cada turbina...” idéntica a la definición de Laguna Monroy (2002).

Para concluir “... la emisión de gases, esto son producto de la combustión, de la liberación de energía, por lo tanto, está directamente relacionada la eficiencia de la turbina es decir generar más energía con el mismo combustible mediante el reaprovechamiento del vapor y la reutilización de los como fuente de calor dentro de la caldera...”

Y muy gráfico fue en la descripción numérica sobre la emisión de gases con “...una turbina convencional posee una eficiencia del 40% en la transformación de gas a energía eléctrica, cuando se trata de una con ciclo combinado esta relación aumenta 50% respecto a la turbina que no posee el cierre de ciclo con lo que da como resultante un aumento de 20% en la eficiencia que lleva el 40% a 60%...”

En termino de generación es un porcentaje muy alto el diferencial.

3.3.3 Economista Osvaldo Cado (Gerente de Estructuraciones Financieras en Grupo Albanesi)

El entrevistado afirma que son importante los indicadores en las empresa en funcionamiento y valida lo esencial de evaluar el proyecto con anterioridad a la luz de las

resoluciones vigentes, como la 287-E /2017 El apartado financiero no difiere de otro proyecto, por una parte, se puede hacer una evaluación de indicadores contables extrayendo los datos de los balances si no referimos a empresas que ya están en funcionamiento evaluamos ROI ROE la relación de apalancamiento, en relación a la inversión, al patrimonio.

Por otra parte remarca la participación en de la Secretaria de Energía, modelando el mercado mediante sus resoluciones, a este respecto dice *“... es muy importante conocer la normativa vigente para implementar las modificaciones necesarias para ser beneficiario de las políticas estatales, más precisamente de la secretaria de energía eléctrica (SEE)... ”* y cita la resolución en cuestión que busca ampliar la capacidad instalada en el Mercado energético mayorista (MEM) *“... premiando por decir de alguna manera el aumento de eficiencia mediante el cierre de ciclo en las turbinas termo eléctricas ya instaladas ...”* validando la hipótesis inicial de este trabajo de investigación que afirma que la eficiencia en la generación redundante en mayor rentabilidad cuando se opera bajo la resolución 287-E/2017 de la SEE. Que según el entrevistado presenta un *“... esquema de reconocimiento de costos en el que se maximiza la rentabilidad gracias a ese tipo de políticas es que se han emprendido gran cantidad de proyectos que van a dar sus frutos en el corto plazo ...”* en palabras del entrevistado y reafirmado por los artículos de la Res. 287-E/2017 cuando expone *“... que, teniendo en cuenta el bajo requerimiento de combustibles que el cierre de ciclos combinados y la cogeneración requieren, se considera oportuno y conveniente iniciar los procesos licitatorios mediante una convocatoria a presentar ofertas de energía eléctrica proveniente de la instalación de cierre de ciclos combinados y cogeneración...”*

En su artículo 3 menciona los beneficios del cierre de ciclo en centrales termoeléctricas respecto a la eficiencia y como se priorizará a aquellas centrales termoeléctricas que declaren menores costos (artículo N°7).

La misma resolución exige que *“... las unidades generadoras involucradas, y consecuentemente les corresponda la remuneración prevista en los Contratos de demanda (CdD), será excluyente el cumplimiento íntegro de la normativa ambiental...”*

Por otra parte, aprecia gran potencial en de crecimiento para este tipo de generación cuando dice que las variables como el tipo de cambio y la redefinición de tarifas fomentan la entrada de nuevos inversores al negocio, también haciendo una importante referencia a los dictámenes de la SEE y remarcando la importancia de la inversión privada para el

desarrollo del mercado energético y que estas están directamente relacionadas con las políticas del estado nacional.

“...El Estado un actor fundamental, es quien marca la cancha, pone las reglas, los límites. Fomenta según su intención de desarrollar el sector...” Afirma Cado en relación con el rol del estado nacional y sus políticas en línea con la lectura de la problemática anterior de escases, que es quien tiene los instrumentos para revertir el desabastecimiento, y volver a ser autosuficientes en materia de generación.

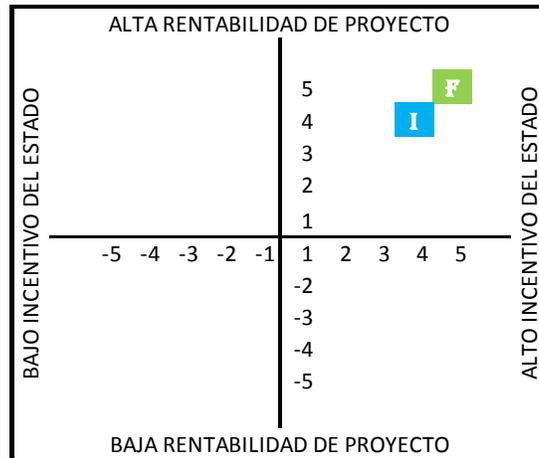
Finalmente concluye *“... Hoy en día el rol del estado es muy activo, las nuevas resoluciones además de apuntar a mejorar la rentabilidad de los generadores les exige que reinviertan las ganancias en tecnologías más eficientes a través de un sistema que utiliza CAMMESA donde premia podríamos decir a quienes mejoran sus costo respecto a si mismo y despacha a las empresas que declaran tener los menores costo con esto logra un doble propósito, aumentar la eficiencia y que los privado compitan y se auto regulen porque si no se quedan afuera del negocio...”*

3.3.4 Cuadro de relación entre entrevistas a ejecutivos

Objetivos de la investigación	Lic. Osvaldo Cado	Ing. Julian P. Sarti
Disminución del Impacto Ambiental	Opinión optimista en cuanto a la disminución en la emisión de gases.	Convencido de que el cierre de ciclo minimiza la emisión de gases.
Indicadores Financieros de la rentabilidad del proyecto.	Muy útiles, se emplean frecuentemente para tabular la información de los proyectos	Aun sin ser su especialidad los emplea en los informes que recibe
Incentivos del Estado Nacional mediante las resoluciones en materia energética.	Indispensable para la organización del Mercado Eléctrico Mayorista.	Las resoluciones vigentes proporcionan grandes oportunidades para profundizar la rentabilidad en base a la eficiencia lograda mediante la reinversión.
Opinión sobre la eficiencia en el Cierre de Ciclo de una turbina de gas.	Aplicando la resolución se logra aumentar la rentabilidad gracias al reconocimiento de costos de producción enunciado en dicha resolución, que garantiza CdD con tarifas dolarizadas, que inciden en el cálculo de los retornos de la inversión, afectando positivamente el financiamiento.	Aprovechar la resolución 2887-E /2017 para la implementación del C.C. logrando mayor eficiencia y asegurando mediante Contratos de Demanda la venta de la energía producida y el reconocimiento de los costos variables, de mantenimiento y financieros.

3.3.5.2 Rentabilidad de Proyecto – Incentivo del Estado

Figura 25 - Osgood n°2



- I** Ing. Julian Pablo Sarti (Dir. G.I. S.A.)
- F** Eco. Osvaldo Cado (Gte. de Estruc. financieras Grupo Albanesi)

Fuente: Elaboración propia en base a las entrevistas realizadas.

3.3.5.3 Conclusión de las matrices de Osgood

Puede observarse gran correlación en el análisis de los resultados obtenidos de las entrevistas a ejecutivos. En ambos casos nos encontramos en el cuadrante superior derecho con una acentuada tendencia al incremento de las variables que fueron planteadas al inicio. Esta tendencia puede verse tanto en la eficiencia de generación y subsecuente disminución de la contaminación ambiental, como en la relación existente entre la rentabilidad que el proyecto promete.

3.4 Análisis de documento – datos de operación de turbinas (Correlación)

Descripción de las variables utilizadas.

Los datos fueron relevados de dos informes que se presentan trimestralmente, el informe técnico de operación y el informe comercial del margen bruto, ambos que se efectúa sobre todas las plantas generadoras que posee el Grupo.

La disponibilidad despachada, comprende la energía real producida y entregada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) se infiere que es la capacidad de la turbina que efectivamente fue convocada a servicio, por CAMMESA, el dato se encuentra anualizado para su comparación.

Se relaciona con la disponibilidad total que es el tiempo neto que la maquina se encuentra en condiciones de ser despachada, al ser maquinarias muy complejas y con al riesgo de falla se le hacen mantenimientos periódicos tanto preventivos como programados por el fabricante, durante estos lapsos de tiempo en los que la turbina se encuentra fuera de servicio bajan el porcentaje de disponibilidad y se deben informar a CAMMESA quien aplica penalidades si estos periodos exceden los declarados oportunamente en la oferta.

En cuanto a la potencia total se refiere la capacidad total de generación que posee una turbina funcionando 24h los 365 días del año. Es un máximo teórico anual, se utiliza como medida de comparación para definir la potencia instalada de una planta generadora. El dato también se muestra mensualizado en la columna L del anexo 7.

La generación real promedio mensual en GW/h por cada turbina, es otro de los datos incluidos que se informan con relación a la capacidad total teórica menos los periodos en los que estuvo inoperativa y en base a este el tiempo que efectivamente estuvo funcionando.

Respecto a los costos de generación, en el caso del combustible, que es el mayor de los costos variable de producción, el precio depende de los contrato firmados y las distintas resoluciones en las que opera cada turbina, también su ubicación geográfica ya los precios del combustible varias según estos parámetros, el dato se extrae del informe comercial que es emitido por cada planta y aprobado por el departamento de costos y validado por el departamento de Planeamiento, para controlar que se ajusten a los costos informados a CAMMESA y detectar desvíos que afecten al margen bruto, al igual que revisa los costos

fijo y de mantenimiento por integrar el mismo concepto de reconocimiento por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Argentina.

En función de la declaración de costos que se informó, se adjudicaron las licitaciones y los el otorgamiento de los Contratos de demanda (CdD) que fijan los montos de remuneración que reconoce CAMMESA por energía producida y potencia disponible más los ya mencionados costos fijos y variables que no necesariamente serán iguales a los incurridos ya que fueron una estimación de la empresa a la hora de presentarse a la licitación, la diferencia entre lo declarado y lo real deberá ser absorbida por la empresa ya que por contrato no será reconocida.

Con estos datos de GW/h generados, costos y remuneraciones elaboramos el total de remuneración total que percibe cada turbina y su rentabilidad asociada ya que por lo antedicho sobre la estimación de costos, estos podrían diferir de los oportunamente informados y afectar la rentabilidad.

Como se aprecia en el Anexo 8, columna T la rentabilidad es menor al reconocimiento en todos los casos, esto se explica debido a una estrategia comercial en la que debido a los años de experiencia el Grupo Albanesi conoce los límites de rentabilidad de cada proyecto y puede absorber una merma en la rentabilidad y asegurar la adjudicación de las licitaciones gracias una de sus empresas que integra el holding y se encarga de la intermediación de gas, complementado el negocio de generación.

Finalmente se analizan los porcentajes de eficiencia de cada turbina generadora en los cuales se destacan las que poseen el cierre de ciclo con un diferencial considerable del 20% por sobre la turbina más eficiente sin cierre de ciclo, recordemos que el concepto de eficiencia fue definido en el marco teórico y validado en las entrevistas tanto con el Ing. Julian P. Sarti y el Lic. En economía Osvaldo Cado quien emplea estos valores para las estimaciones de los flujos futuros de fondos con los que va a contar el proyecto y a partir de ahí se elabora la TIR como tasa de referencia para salir a colocar por ejemplo una Obligación Negociable con las que se financiará el proyecto.

Por otra parte, este compendio de datos también arroja evidencia en tanto a la emisión de gases que cada turbogrupos emana a la atmosfera, se destacan nuevamente los equipos con cierre de ciclo incluido en esta relación MW/h generado sobre combustible consumido, partiendo de la equivalencia mencionada en el marco teórico por la empresa Gas Natural Fenosa (2018) en el informe citado y también por Laguna Monroy (2002).

A modo de resumen de los datos recabados elaboramos la siguiente tabla donde se observa en todas las líneas que los indicadores correspondientes a la turbina con cierre de ciclo los resultados son más beneficioso en comparación con los equipos que no cuentan con esta tecnología.

Figura 26 - Comparación estadística

INDICADOR	SIN CIERRE DE CICLO	CON CIERRE DE CICLO	DIFERENCIAL
Disponibilidad despachada	24,81%	81,00%	226%
Disponibilidad total	88,97%	96,00%	8%
Potencia total GW/año (max)	407,12	593,29	46%
Generacion Real promedio en GW/mes	8,61	40,05	365%
rentabilidad	1.378.065,18	1.899.893,56	38%
eficiencia	28,36%	84,38%	198%
CO2 emitido por MW/h	1,8801	1,1616	-38%

*Cuadro de elaboracion propia en base a los datos de la correlacion estadistica

4 CONCLUSIONES

En este Trabajo de Investigación se plantea los siguientes interrogantes ¿cuál es la incidencia del Estado en el ordenamiento de las variables del Mercado Eléctrico Mayorista? ¿Cómo se ven afectadas las variables de eficiencia de generación eléctrica y contaminación ambiental de una turbina termoeléctrica dentro del proyecto de cierre de ciclo planteado? y ¿Cuál es desempeño financiero del proyecto de cerrar un ciclo en una turbina de gas?

Por las entrevistas realizadas y lo analizado en los documentos de este trabajo de investigación, podemos concluir que el Estado Nacional es quien regula todas las variables que integran la generación, transporte y distribución de la energía eléctrica, principalmente en lo que respecta a precios de comercialización entre los distintos actores del mercado, incluyendo los subsidios a la generación que se materializan por medio del reconocimiento de los costos de producción de la energía hacia las empresas generadoras. Este hecho se corrobora en la entrevista al Ing. Sarti, pregunta 1 y 3 donde menciona la relación directa entre la resolución aplicada y la rentabilidad de la generadora y en las variaciones de la rentabilidad obtenida por las turbinas que operan bajo las distintas resoluciones, según los datos extraídos del documento de correlación analizado.

El estado mediante la Secretaria de Energía Eléctrica emite resoluciones con las que estimula el desarrollo del mercado eléctrico mayorista en el que se desempeñan las empresas generadoras, incentivando mediante el aumento de la rentabilidad a la inversión privada para la ampliación de la capacidad instalada, como indica en las preguntas 5 y 6 de la entrevista al Ing. Sarti.

Al incorporar el cierre de ciclo en las turbinas se logra incrementar la capacidad de generación entre un 40% y 60% lo que resulta de la reutilización de los gases como explica el entrevistado en la respuesta a la pregunta 1 y 2. Aumentando la rentabilidad gracias a la utilización de la misma cantidad de combustible para generar un 50% más de energía. Dicho dato es congruente con el observado en la correlación de datos analizada y se alinea con la opinión de Gerson Isaías Perez Reyes (2016).

En función de esta mejora en la eficiencia de generación, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista S.A. (CAMMESA) que es quien convoca a despacho a los generadores según su esquema de costos, muestra mayor una preferencia hacia quienes operan con ciclos cerrados de generación por aportar más energía a la matriz a un menos costo.

En términos ambientales se verifica la disminución del consumo de combustible en las turbinas con ciclo cerrado con relación al aumento de la eficiencia en la generación. Esta forma parte de las nuevas exigencias de las resoluciones y es actualmente condición necesaria cumplir con los niveles de emisión exigidos para el desarrollo de la actividad de generación como explica el Ing. En la respuesta a la pregunta N° 7 haciendo referencia a la mejora en la relación GW/h generado sobre combustible quemado. El dato es consistente con lo informado en el cuadro de correlación estadística y también se alinea a lo expuesto por Laguna Monroy (2002).

En base al análisis de los indicadores del modelo de negocio se concluye que el desempeño del proyecto es significativamente superior al implementar el cierre de ciclo con una TIR de 16,52% un payback 5 años y ocho meses.

Finalmente concluimos que las empresas de generación termoeléctrica que realicen proyectos de cierre de ciclo en sus turbinas de gas bajo las resoluciones que plantea la Secretaria de Energía Eléctrica mejorarán considerablemente su eficiencia, disminuirán los índices de contaminación y volverse más competitivas.

5 IMPLICANCIAS

Proponemos de nuestra visión y en base a la información recabada en este trabajo de investigación la realización de 3 actividades que no representan una inversión significativa sino más bien otra óptica para abordar la problemática existente.

Una de ellas es estimular para que poco a poco los pequeños consumidores, es decir la demanda hogareña, se abastezca con pequeños generadores, que pueden ser solares o eólicos, que están al alcance de todos hoy en día y de esta forma consuman menos energía de la red.

En segundo lugar, apunta a la autogeneración a nivel industrial, lo que significa que cada industria genere la energía que consume mediante un programa de estímulos del estado nacional.

Finalmente, que no los nuevos proyectos de construcción de plantas generadoras que se desarrollan se encuentren físicamente cercanos a los puntos de consumo, minimizando así la pérdida de energía eléctrica en el transporte de esta.

6 BIBLIOGRAFIA

Agencia Internacional de la Energía (1998), *Niveles de emisiones de distintos combustibles fósiles*, recuperado el 21 de abril de 2018 de <https://www.iea.org/search/?q=Issues+and+Trends#gsc.tab=0&gsc.q=Issues%20and%20Trends&gsc.page=1>

Apud Emilio, Julio César Aráoz, Alberto Enrique Devoto, Roberto Echarte, Alieto Aldo Guadagni, Jorge Lapeña, Daniel Gustavo Montamat, Raúl Antonio Olocco (2015), *Consensos energéticos* (1a ed.) Buenos Aires, Argentina. Editorial Instituto Argentino de la Energía «General Mosconi»

Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA), (2018) *Informe técnico de demanda*, recuperado el 21 de abril de 2018 de <http://www.adeera.com.ar/>

Asociación española de la industria eléctrica (UNESA), (2018) *Centrales térmicas de ciclo combinado*, recuperado el 21 de abril de 2018 de <http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas>

Campo, Miguel Angel (2012) *Las plantas de ciclo combinado como solución a la creciente demanda energética* <http://www.interempresas.net/Quimica/Articulos/39374-Las-plantas-de-ciclo-combinado-como-solucion-a-la-creciente-demanda-energetica.html>

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) (2018), *Informe Mensual del MEM y MEMSP* recuperado el 21 de abril de 2018 de <http://www.cammesa.com/linfomen.nsf/MINFOMEN?OpenFrameSet>

Energía y Sociedad (2012), *El valor de la flexibilidad de los ciclos combinados de gas natural* recuperado el 23 de abril de 2018 de <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/1-3-el-valor-de-la-flexibilidad-de-los-ciclos-combinados-de-gas-natural/>

Gas Natural Fenosa (2018), *Ciclos combinados de gas natural: tecnología punta y desarrollo sostenible* recuperado el 07 de mayo de 2018 de Diario La Nación, <https://www.gasnaturalfenosa.es/es/conocenos/compromiso+y+sostenibilidad/cambio+climatico/energias+responsables/1297101993224/ciclos+combinados.html>

Gerson Isaías Pérez Reyes (2016), *Reconversión de una planta termoeléctrica convencional en una central de ciclo combinado*, Nicaragua. Universidad Nacional de Ingeniería.

Gestión de Recursos Naturales (2018), *Impacto ambiental de las plantas termoeléctricas*, recuperado el 07 de mayo de 2018 de Diario La Nación, <https://www.grn.cl/impacto-ambiental/impacto-ambiental-de-las-plantas-termoelectricas.html>

Harper, Gilberto Enríquez (2002), *Manual de electricidad industrial 1* (1a ed.). México. Editorial Limusa.

INDEC – Argentina (2018), *Agregados macroeconómicos (PIB)*, recuperado el 07 de mayo de 2018 de Diario La Nación. https://www.indec.gob.ar/nivel4_default.asp?id_tema_1=3&id_tema_2=9&id_tema_3=47

Instituto Argentino de la Energía “Gral Mosconi” (IAE) (2015), *Los Subsidios energéticos en Argentina* recuperado el 21 de abril de 2018 de <http://web.iae.org.ar/wp-content/uploads/2015/12/LOS-SUBSIDIOS-ENERG--TICOS-EN-ARGENTINA-RESUMEN-EJECUTIVO.pdf>

Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (2012), *Incidencia de los costos energéticos en el sector manufacturero argentino*, recuperado el 07 de mayo de 2018 de Diario La Nación, <http://www.iapg.org.ar/download/incidencia.pdf>

KPMG (2017), *Inversiones en fuentes de generación en el sector eléctrico nacional*, recuperado el 21 de abril de 2018 de <https://assets.kpmg.com/content/dam/kpmg/ar/pdf/inversiones-en-fuentes-de-generacion-en-el-sector-electrico-nacional.pdf>

Laguna Monroy, Israel (2002), *La generación de energía eléctrica y el ambiente* (1a ed.) México. Editorial Gaceta Ecológica.

Lopez Dumrauf, Guillermo (2006) *Cálculo financiero aplicado: un enfoque profesional* 2a ed. Buenos Aires, Argentina. Editorial La Ley.

Mastrangelo, Sabino (2015), *Conceptos de Generación Termoeléctrica: Combustibles Utilizados e Impactos Ambientales*, recuperado el 05 de abril de 2018 de <https://www.cnea.gov.ar/es/wp-content/uploads/files/mastrangelo.pdf> Comisión Nacional de Energía Atómica.

Ministerio de economía, Pierri, A. - Menem, E. (1991), *LEY Nº 24.065*, Régimen de energía eléctrica recuperado el 01 de mayo de 2018 de <http://mepriv.mecon.gov.ar/Normas/24065.htm>

Ministerio de Energía y Minería (2018), *Balances Energéticos Nacionales*, recuperado el 18 de abril de 2018 de <https://www.argentina.gob.ar/energiaymineria>.

Olivera, Francisco (2003), *El Gobierno dice que Perez Companc se queda con Transener* recuperado el 01 de mayo de 2018 de Diario La Nación, <https://www.lanacion.com.ar/489918-el-gobierno-dice-que-perez-companc-se-queda-con-transener>

Organización de Países Productores de Petróleo (2015), *Los precios del petróleo*, recuperado el 07 de mayo de 2018 de Diario La Nación, <https://sites.google.com/site/laopepciencias/home/estadsticas>

Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2035 (2015), *Escenarios energéticos invitado a ser parte de la política energética en Argentina*, recuperado el 05 de abril de 2018 de <http://www.escenariosenergeticos.org/noticias/escenarios-energeticos-invitado-a-ser-parte-de-la-politica-energetica-en-argentina/>

Renove Tecnología (2009), Emisiones recuperado el 15 de abril de 2018 de <http://www.turbinasdegas.com/emisiones>

Renovetec (2015), *Centrales térmicas de ciclo combinado*, (1a ed.) España peninsular. Editorial Renovetec.

Revista Energiza (2016), *Especial ciclos combinados*, recuperado el 05 de abril de 2018 de <http://www.energiza.org/>

Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico (2018), *Escenarios y proyectos energéticos* recuperado el 18 de abril de 2018 de <https://www.argentina.gob.ar/energiaymineria/planeamientoenergetico>

Secretaria Energia Eléctrica (SEE) (2017), *Resolución 287-E/2017*. recuperado el 05 de abril de 2018 de <http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/Documentos%20Res%20287E/Resoluci%C3%B3n%20SEE%20287-E%20-%202017.pdf>

Secretaria Energia Eléctrica (2016), *Resolución SE 21/2016* recuperado el 05 de abril de 2018 de <http://portalweb.cammesa.com/default.aspx>

Secretaria Energia Eléctrica (2013), *Resolución SE 95/2013*, recuperado el 21 de abril de 2018 de <http://portalweb.cammesa.com/default.aspx>

Secretaria Energia Eléctrica (2007), *Resolución SE 220/2007*, recuperado el 21 de abril de 2018 de <http://portalweb.cammesa.com/default.aspx>

Secretaria Energia Eléctrica (2006) *Resolución SE 1281/06*, recuperado el 21 de abril de 2018 de <http://portalweb.cammesa.com/default.aspx>

Serman & Asociados (2017), *Estudio de impacto ambiental complementario de la ampliación a ciclo combinado de la central termoeléctrica Brigadier Lopez*, recuperado el 21 de abril de 2018 de <http://www.enarsa.com.ar/wp-content/uploads/2017/08/01-04-02-04-PBC-ANEXO-4-2-EIA-CC-CTBL-ISOLUX-IECSA-Cap-02-Descp-del-proyecto-R1.pdf>

Solanas, Fernando y Rigane Jose (IAPG) (2012), *Las causas de la crisis energética en Argentina*, recuperado el 01 de mayo de 2018 de <http://www.iade.org.ar/noticias/las-causas-de-la-crisis-energetica-en-argentina>

Suazo, Daniel (2015), *El proceso de reestructuración y el esquema regulatorio del sector eléctrico argentino*, recuperado el 05 de abril de 2018 de <http://www.adeera.com.ar/archivos/El%20Sector%20El%C3%A9ctrico%20Argentino%20.pdf>

Subsecretaría de Ahorro y Eficiencia Energética (2018), *Eficiencia energética, políticas*, recuperado el 18 de abril de 2018 de <https://www.argentina.gob.ar/ahorro-y-eficiencia-energetica>

Telam (2017), *El Gobierno lanza una nueva licitación para generación eléctrica ante fuerte interés del mercado*, recuperado el 07 de mayo de 2018 de Diario La Nación, <http://www.telam.com.ar/notas/201705/188696-gobierno-nacional-llamado-licitacion-generacion-energia-electrica.html>

ANEXOS

A continuación se presentan los documentos que acompañan al presente trabajo, donde se brinda mayor profundidad de abordaje de los temas como así como complementos y detalles de cálculos numéricos. Los mismos se presentan impresos al final de esta tesis.

6.1 Anexo 1 - MODELO DE NEGOCIO (Análisis profundo)

6.2 Anexo 2 - MODELO DE NEGOCIO_PROYEC_CC (Cálculos numéricos)

6.3 Anexo 3 - Entrevista Ing. Julian Sarti (Análisis); Entrevista Ing. Julian Sarti (Crudo)

6.4 Anexo 4 - Entrevista Osvaldo Cado (Análisis); Entrevista Osvaldo Cado (Crudo)

6.5 Anexo 5 - CUADRO RELACIÓN ESTADÍSTICA

6.6 Anexo 6 - Documento de observación en planta