



INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES – ITBA

ESCUELA DE POSTGRADO

PROYECTO EÓLICO ASOCIADO A UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA. PE VIENTOS DEL SUR

Evaluación del impacto del retraso de 6 meses en la ejecución del proyecto”

AUTOR: Barochiner, Darío (Leg. N° 104096)

DOCENTES: Bernardotti, Eduardo. Scholand, Luis.

**TRABAJO FINAL PRESENTADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN
ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO.**

BUENOS AIRES

SEGUNDO CUATRIMESTRE, 2018

INDICE

1. OBJETIVO
2. SITUACION ENERGETICA Y MACROECONOMICA MUNDIAL
3. SITUACION ENERGETICA Y MACROECONOMICA ARGENTINA
4. MARCO REGULATORIO
5. MODELO DE LARGO PLAZO
6. DESCRIPCION DEL PROYECTO
7. ANALISIS DE MERCADO
8. MODELO DE NEGOCIO EOLICO – HIDROELECTRICO
9. EVALUCION DEL DESEMPEÑO ECONOMICO-FINANCIERO DEL PROYECTO
10. CONCLUSIONES

1. OBJETIVO

Realizar el plan de negocio de un parque eólico interconectado al SADI (Sistema Argentino de interconexión), realizando las correspondientes evaluaciones económicas, financieras y de factibilidad técnica vendiendo parte de su energía en el Mercado a Término a los clientes habilitados y otra parte a una Central Hidroeléctrica que pueda acumular agua en los momentos en que el parque eólico se encuentre generando de manera de elevar su máxima potencia contratada y con ello alcanzar mayores volúmenes de contratación con terceros

2. SITUACION ENERGETICA Y MACROECONOMICA MUNDIAL

Según datos de la Agencia Internacional de Energía (IEA), el 23% del total de electricidad generada a nivel global corresponde a energías renovables. Durante el 2015, la capacidad eléctrica proveniente de fuentes limpias alcanzó su máximo histórico de crecimiento (un 5%), principalmente gracias a políticas públicas globales que facilitaron y fomentaron el desarrollo de este tipo de energías. Con una población mundial que ronda los 7.300 millones de personas y una matriz energética mundial que depende en un 80% de los combustibles fósiles, la importancia de virar hacia modelos de generación de energía más sustentables se torna evidente.

Asimismo, y más allá de los beneficios mundialmente reconocidos de las energías renovables en relación con el cuidado del medioambiente y de la seguridad energética, los precios de las renovables se han vuelto muy competitivos y eso se está observando en el incremento de las inversiones en proyectos de fuentes de energía renovables a nivel mundial como se puede ver en la figura N° 1.

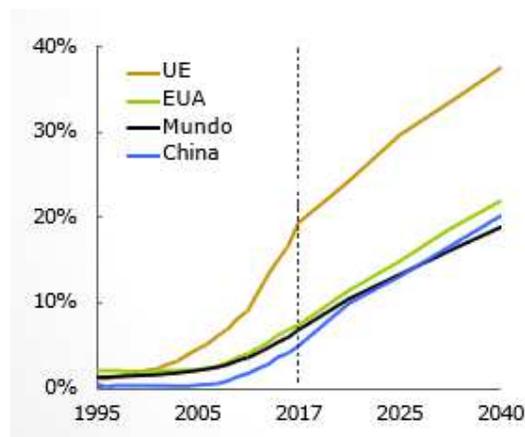


Figura N° 1

El Centro de Colaboración para la Financiación de Clima y Energía Sostenible de UNEP (el programa de Medio Ambiente de las Naciones Unidas) destaca que, durante 2015, y por primera vez en la historia, los países en vías de desarrollo destinaron más dinero a proyectos de energías renovables que los países desarrollados, Latinoamérica se perfila como una de las regiones más atractivas para la inversión en generación de energías limpias. Además, como se trata de un territorio con gran diversidad económica, social, cultural e incluso geográfica, las condiciones de inversión y la disponibilidad de recursos naturales varían de un Estado al otro, permitiendo explotar distintos tipos de generación energética.

Durante 2015, los países que lideraron el ranking de inversiones en proyectos de generación de energías limpias fueron China, India y Brasil, los cuales aportaron US\$ 156.000 millones de

los US\$ 285.900 millones que alcanzó la inversión global (es decir, un 55% de ese total). La tendencia alcista se debe, entre otros factores, a que son los países en vías de desarrollo los que presentan una mayor demanda energética, al tiempo que se vieron reducidos los costos de instalación de paneles solares y molinos de viento, lo que permitió que las energías renovables continuaran siendo una inversión rentable.

De acuerdo con los datos del BID, Latinoamérica ya es la región más verde del mundo en cuanto a generación eléctrica debido principalmente a la hidroelectricidad.

3. SITUACIÓN ENERGÉTICA Y MACROECONOMICA ARGENTINA

Argentina es la tercera economía latinoamericana más importante detrás de Brasil y México, y el tercer país con más población de la región según se puede apreciar en las figuras N° 2 y N° 3.

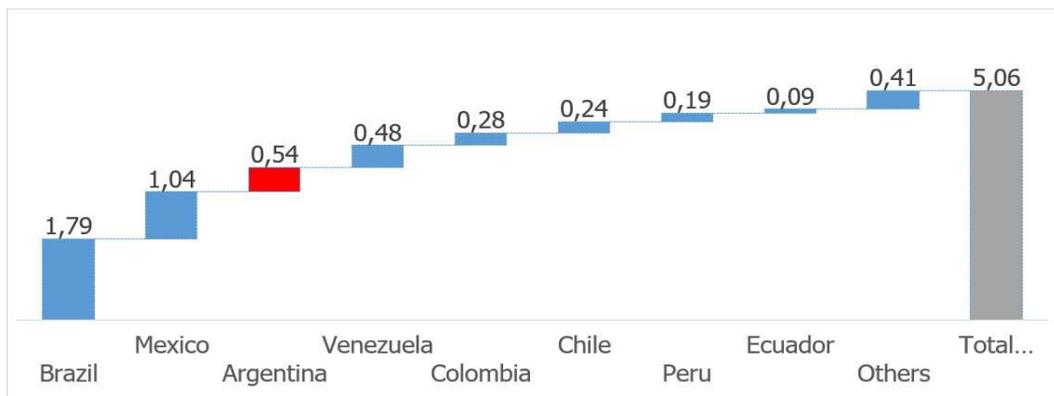


Figura N°2: PBI Latinoamérica

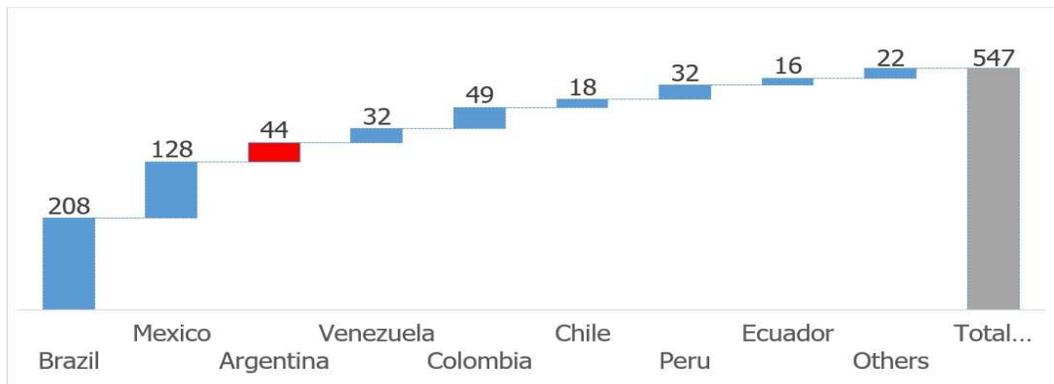


Figura N° 3: Población Latinoamérica

Por más que Argentina sea la tercera economía de Latinoamérica, todavía no se encuentra entre los principales países de la región en cuanto a términos de generación de energía limpia. Pero en este contexto, Argentina se posiciona como uno de los países más favorables para la inversión en proyectos de originación de energías limpias.

Actualmente su matriz eléctrica, como se puede observar en la Figura N° 4, es altamente dependiente del gas y combustibles líquidos en las centrales térmicas.

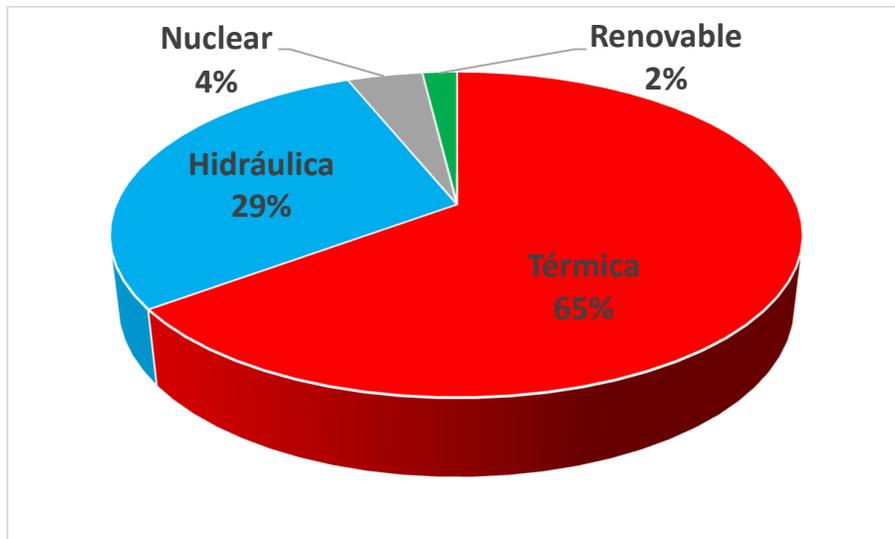


Figura N° 4: Matriz energética

Con las medidas adoptadas por el nuevo gobierno desde que asumió en cuanto a política energética, se espera que en los próximos años esta matriz vaya cambiando reduciendo el porcentaje térmico y aumentando el porcentaje renovable que hoy está en un 2%, muy por debajo de lo que poseen los demás países de la región.

En cuanto al porcentaje térmico podemos decir que es altamente dependiente del gas en los meses de verano, pero en invierno para poder cubrir la demanda de electricidad hace falta importar GNL y utilizar combustibles líquidos como se puede observar en las Figuras N° 5 y N° 6. Esto se debe a que en Argentina hay un consumo muy estacional de gas en los segmentos comercial y residencial durante los meses de invierno por la disminución de la temperatura.

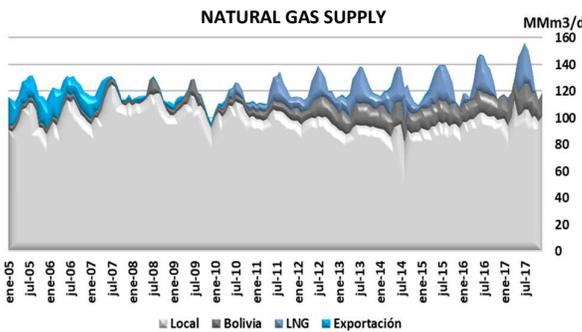


Figura N° 5: Provisión de gas

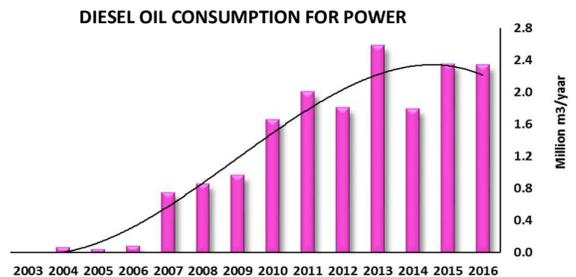
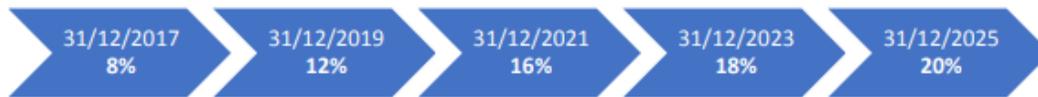


Figura N° 6: Consumo de Diesel Oil

4. MARCO REGULATORIO

En septiembre del 2015 en Argentina se sancionó la Ley 27.191 para el fomento de la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, donde se establecen los alcances de generación de energías limpias para cada año según lo siguiente:



Con el objetivo de cumplir la ley, el gobierno nacional, a través del ministerio de energía y minería desde el 2016 realizó 3 licitaciones para abastecer la matriz energética de energía proveniente de fuentes no convencionales.

Adicional a las 3 licitaciones anteriormente mencionadas, el Ministerio de Energía y Minería en agosto del 2017 autorizó a través de la Resolución 281/2017 la realización de contratos entre generadores de energías renovables y grandes usuarios.

Con esta serie de medidas adoptadas por el gobierno nacional, se logró fomentar una gran competencia en un mercado que hasta este momento no estaba desarrollado en nuestro país.

A continuación, se detallan las leyes, Decretos y Resoluciones que forman parte integrante de este trabajo y que regulan el negocio de la generación de energía eléctrica a través de fuentes de energía renovables, las cuales pueden encontrarse en el ANEXO I

Ley 27.191 “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica”

Decreto 531/2016 “Reglamentación de la Ley 27.191”

Resolución 281-E/2017 “Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable”

Resolución 19/2017 “Metodología de remuneración de la potencia y Energía”

5. MODELO DE LARGO PLAZO: SUPUESTOS

Demanda

A continuación, en la figura N°7 se puede observar la demanda histórica de energía del SADI desde el año 1992 hasta el 2017 inclusive.

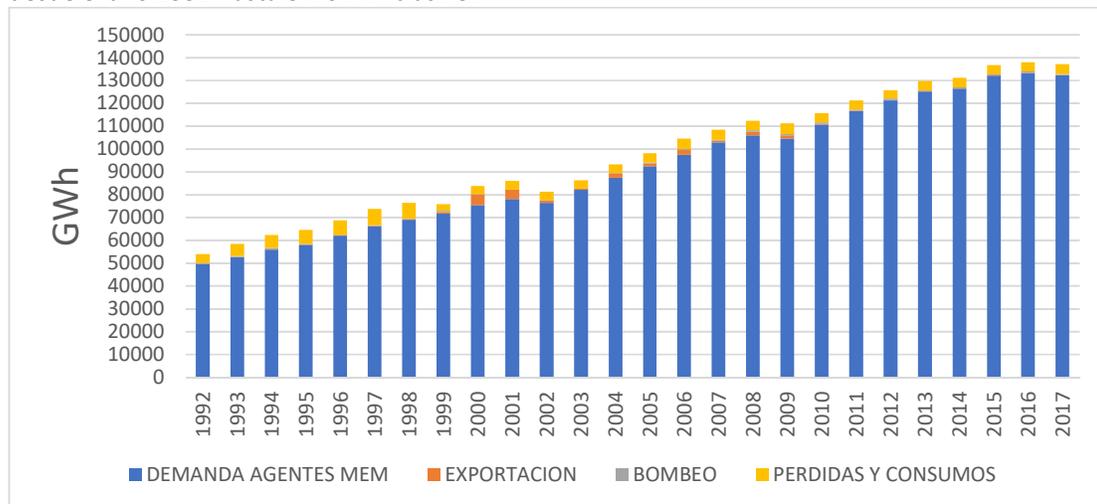


Figura N° 7

La demanda es originada por los agentes propios del mercado eléctrico mayorista (MEM), como lo son los Grandes usuarios de Distribuidoras (GUDI), Grandes Usuarios Mayores (GUMA), Grandes Usuarios Menores (GUME), Grandes Usuarios Particulares (GUPA), demanda

originada por las Centrales Hidráulicas de Bombeo, demanda relativa producida por las pérdidas en las líneas de Transporte y por consumos propios, y por último demanda de exportación a los países limítrofes con los cuales hay interconexión.

Se puede observar en el periodo un crecimiento sostenido en el tiempo salvo en los años 2001 – 2002 producto de la crisis económica del país y en el año 2009 atribuible a la crisis económica global.

En la figura N°8 se muestra de manera conjunta la tasa de crecimiento de la demanda y la evolución del PBI para el periodo 1993 – 2017.

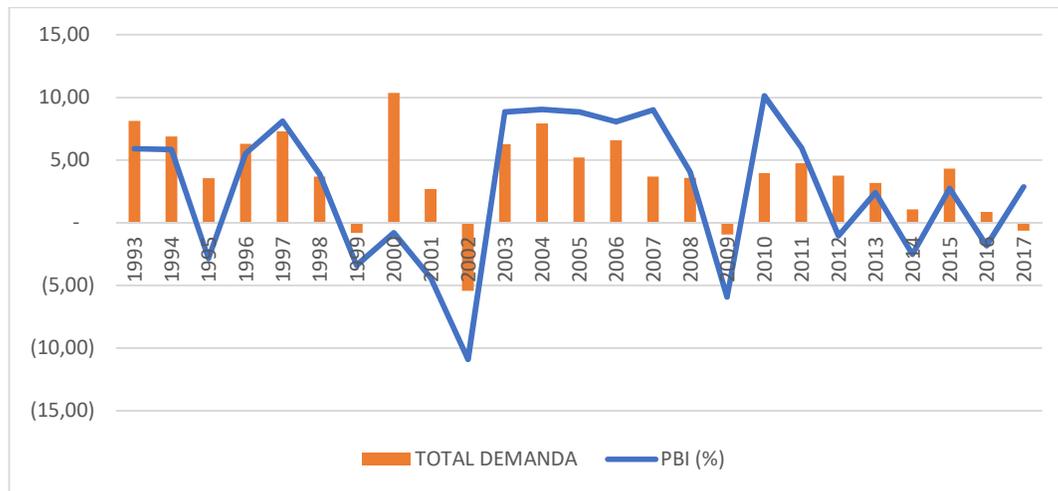


Figura N° 8

La demanda de energía eléctrica en condiciones normales siempre es positivamente creciente influenciada por la tasa de crecimiento demográfica y el estado económico que vive el país. Es por esto que una manera de estimar la evolución de la demanda de energía eléctrica futura es teniendo en cuenta las proyecciones del PBI.

Sin embargo, hay que tener en cuenta que durante periodos de recesión o marcadas transiciones económicas la correlación entre estas dos variables no es tan clara.

Para poder realizar la proyección de la demanda futura de energía eléctrica tuvimos en cuenta periodos en los cuales no hubo recesión y marcada transición económica, para la cual consideramos el periodo 2003 – 2017. El crecimiento de la demanda para el periodo de interés se realizó mediante un método econométrico, utilizando como variable explicativa el PBI.

Para realizar la proyección del crecimiento de la demanda se utilizó una curva de regresión sobre la variación PBI y demanda de energía eléctrica en el periodo antes mencionado. La variable de ajuste entre las dos variables dio $R^2 = 0,91$ lo que indica una fuerte correlación que se puede explicar mediante la siguiente ecuación:

$$Demanda = 4782.793 + 684.381 * PBI$$

Las proyecciones del PBI para el periodo de proyección 2018 – 2038 se muestran en la figura N° 9 y fueron obtenidas de la página web del banco mundial. Con dichas proyecciones y teniendo la ecuación que explica la correlación entre ambas variables se realizó la proyección del crecimiento de demanda para el periodo en estudio, dando como resultado los valores indicados en la figura N°10.

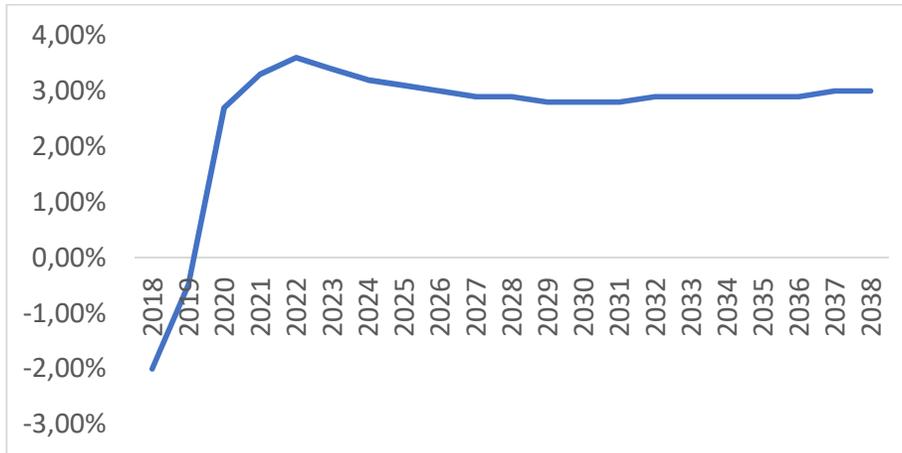


Figura N° 9: Proyección PBI

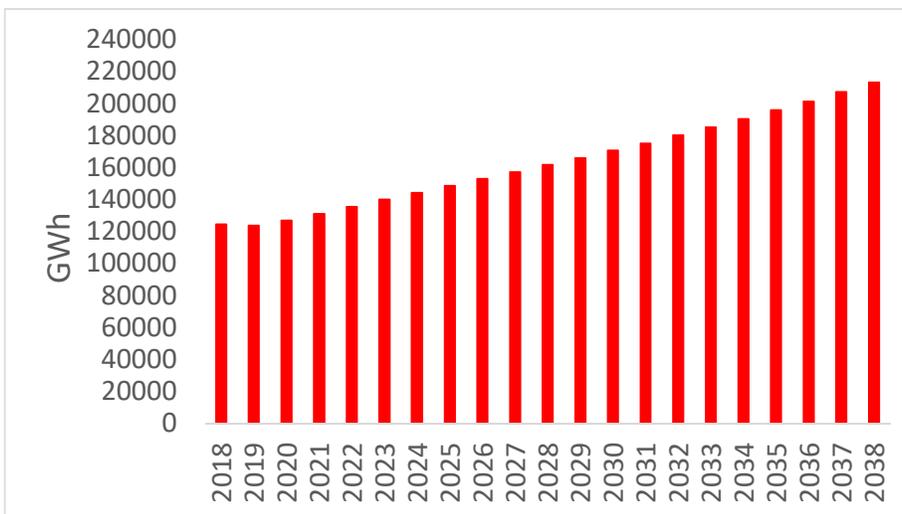


Figura N° 10: Proyección de Demanda

Gas

El gas es un factor sumamente importante dentro de la matriz energética Argentina, ya que actualmente la generación térmica representa el 65% de dicha matriz utilizando gas, GNL y combustibles líquidos.

En nuestro escenario de despacho futuro suponemos que va a existir un fuerte desarrollo de vaca muerta, sustentado con las proyecciones de producción de gas futuras indicadas en la figura N° 11 y obtenidas de un informe presentado por una consultora especializada en Oil & Gas.

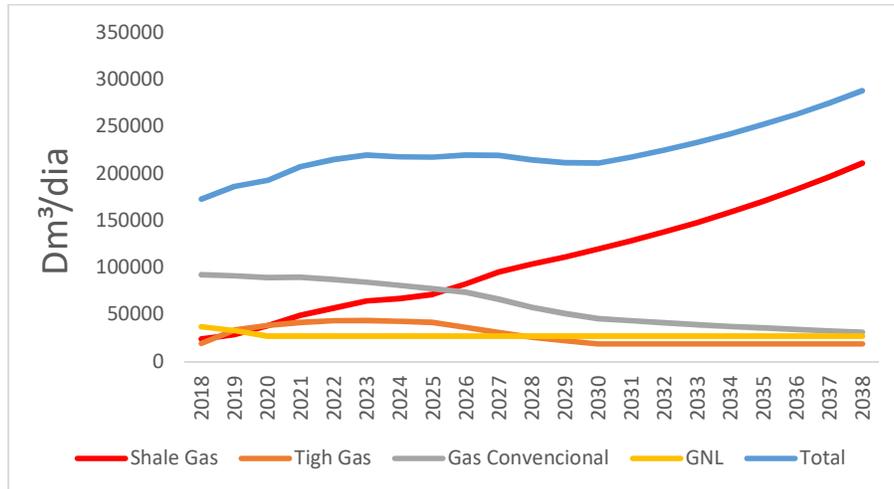


Figura N° 11: Producción de gas

La evolución de los precios del gas en el largo plazo se obtuvieron de las proyecciones de los precios de la EIA (Energy Information Administration) en Henry Hub en dólares constantes año 2018 y extrapolados linealmente al precio de referencia del gas local. Los mismos se indican en la figura N°12

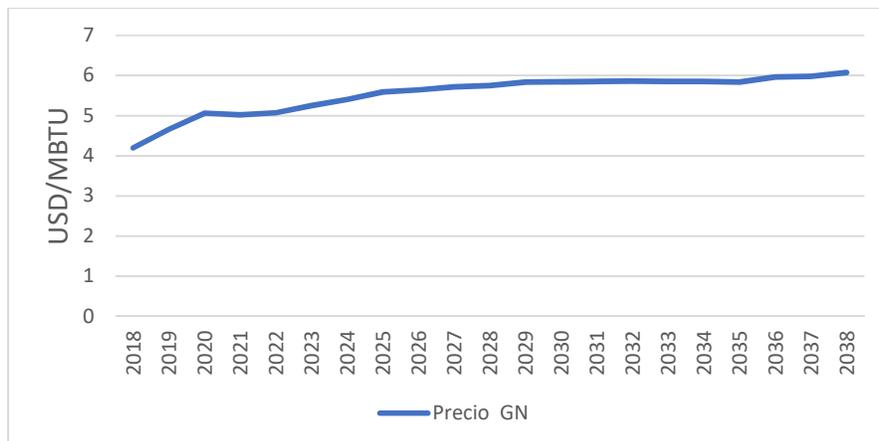


Figura N° 12: Precio de gas

La evolución de los precios de los combustibles líquidos en el largo plazo fueron obtenidos de las proyecciones de la EIA (Energy Information Administration) en WTI en dólares constantes año 2018 y extrapolados linealmente al precio de referencia de los combustibles líquidos de CAMMESA. Los mismos se indican a continuación en la figura N°13.

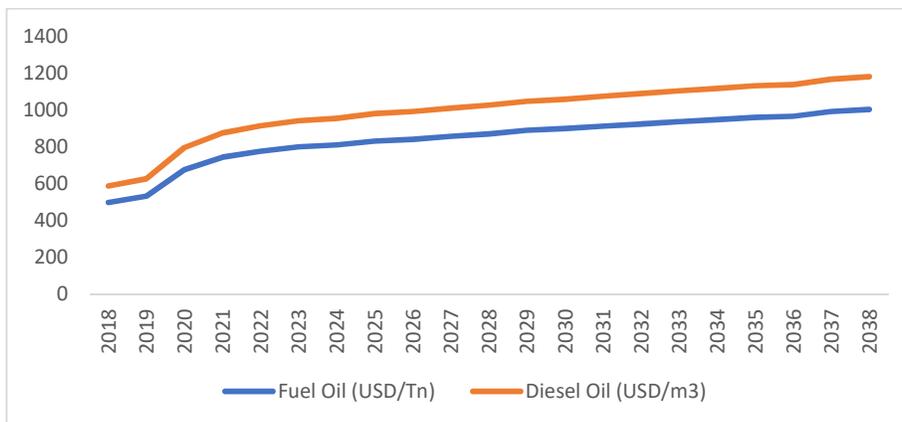


Figura N° 13: Precio de combustibles líquidos

Ingreso de nueva generación

A continuación, se describen los ingresos de la nueva generación que se supuso para el análisis del escenario futuro en nuestro caso base y que se indica en la figura N° 14. El criterio utilizado para expandir el parque generador fue el de mantener el margen de reserva similar al actual. De todas formas dejamos en claro que el supuesto utilizado puede ser discutible debido a la mayor penetración de renovables en el largo plazo, lo que pudiera implicar una mayor reserva. Proyectos Renovables adjudicados en Renovar 1 – 1.5 – 2 – Resol. 202 - MATER

- Eólico y Solar para cumplir la ley al 2025 (20%), 2030 (25%), 2038 (30%)
- Proyectos Térmicos adjudicados en la Resol. 287 – cierre de ciclo de Ensenada Barragán – Brigadier López – Guillermo Brown
- Proyectos Térmicos asociados a la explotación de Vaca Muerta
- Central Nuclear CAREM – IV Central – V Central
- Central Hidroeléctrica El Tambolar – Aña Cua – Portezuelo del Viento – Chihuidos I – La Barrancosa – Condor Cliff
- Baterías desde el 2030 según informe de proyección de mercado elaborado por AGEERA.

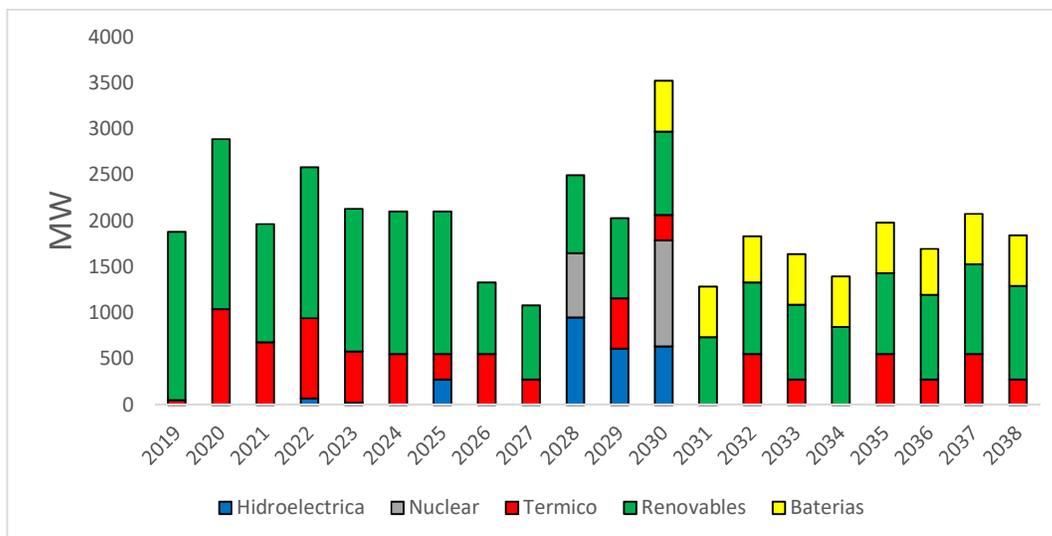


Figura N° 14: Ingreso nueva generación

Red Alta Tensión

Para el periodo en estudio no se consideran limitaciones en la red de transporte de 500 kV. Se considera que se van a realizar las inversiones correspondientes para permitir el ingreso de la nueva generación indicada anteriormente. Algunas de las obras a realizar son las siguientes:

NOA	Configuración definitiva de la ET La Rioja Sur
	EM San Martín con nuevos campos de entrada y salida de líneas
	DT San Martín - Divisadero - Valle Viejo 132kV
	EM PIQUETE 63 132kV
	LÍNEA 132 KV NONOGASTA - PIQUETE 63
	LÍNEA 132 KV PIQUETE 39 - PIQUETE 63
	EM Altiplano 345 kV
	ET San José 2.5MVA sobre LMT 33kV Ampajango - Sta María
CENTRO	ET VILLA MARÍA NORTE 132/13.2 KV
	LAT 132 KV GENERAL DEHEZA - PROMAIZ
	ET PROMAIZ 132/66/13.2 KV
	LAT 132kV Maranzana - Levalle
CUYO	ET Solar Ullum 132 kV
	DT Solar Ullum - Albardon/Chimbas 132 kV
	ET Bauchaceta
	LAT 132kV Guañizuil - Bauchaceta
	ET Guañizuil
	LAT Nueva San Juan – Bauchaceta 132 kV
BAS	ET Villalonga 132kV
	ET Puán 132kV
	ET Brandsen 132/33 kV y ALIMENTADOR BRANDSEN 33KV
	ET Ramallo 220/132kV T2

6. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El parque Eólico Vientos del sur se situará en la Provincia de Neuquén aproximadamente a 5 km en dirección Noroeste de la SE Chocón Oeste, a través de la cual se va a conectar e inyectar energía al SADI.

Actualmente en el punto de conexión (PDI 1070) de la SE Chocón Oeste 132 kV hay una capacidad disponible de 300 MW.



La vinculación del parque eólico con la SE Chocón Oeste se realizará mediante una línea aérea en la tensión de 132 kV en aproximadamente 5 km.

Vientos del sur estará compuesto por 32 turbinas de 3.3 MW cada una, totalizando una capacidad instalada de 105.6 MW y una producción de energía anual 457 GWh/año, cuyo perfil de generación es el que se muestra a continuación:

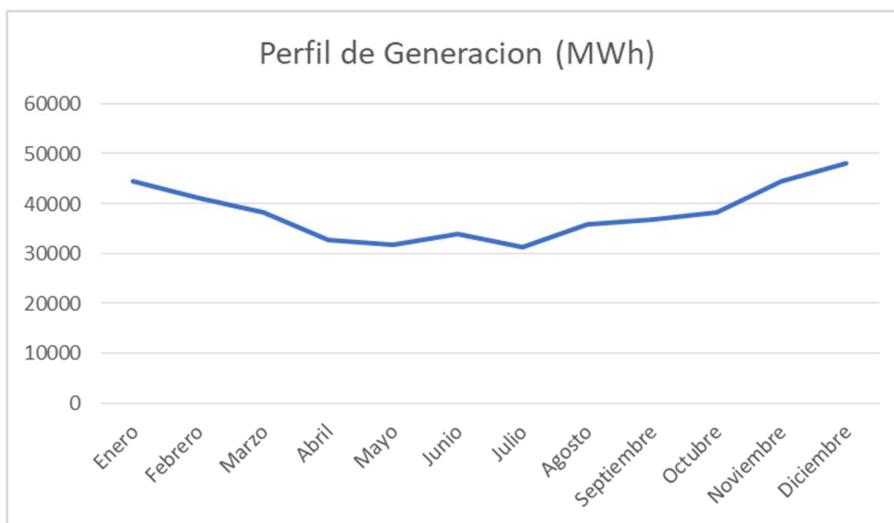


Figura 1: Perfil de generación Vientos del Sur (MWh)

El Capex y el Opex del proyecto, que luego serán utilizados en la correspondiente evaluación para calcular la viabilidad de la inversión se indica a continuación:

CAPEX			OPEX		
Costos Directos			Costos Fijos		
Turbinas	830.00	USD/kW	Usufructo del terreno	158.00	kUSD/año
BOP	315.00	USD/kW	O&M	20.00	kUSD/MW
Estación Transformadora	12,000.00	kUSD	Seguro	399.86	kUSD
Línea de transmisión	375.00	kUSD			
Costos Indirectos					
Gastos de construcción	2,500.00	kUSD			
Costo de desarrollo	45,000.00	USD/MW			
Capital de trabajo	1,209.12	kUSD			
Costo de importación	12,270.72	kUSD			
Impuesto Municipal Construcción	0.00	kUSD			
PPA Impuesto de sellos	0.00	kUSD			
EPC Impuesto de sellos	0.00	kUSD			
Seguro	399.86	kUSD			
Contingencias					
Direct Costs	5,331.48	kUSD			
Indirect Costs	633.95	kUSD			

Los datos mencionados en la tabla anterior surgen de valores de mercado utilizados en obras similares en la zona del Comahue.

7. ANÁLISIS DE MERCADO

En el presente trabajo se plantean 3 casos de estudio:

- Caso A: el PE vendiendo su energía en el MATER
- Caso B: el PE vendiendo su energía en el mercado Spot
- Caso C: un modelo de negocio conjunto con una central hidroeléctrica, descrito en la sección siguiente.
- Caso D: el PE vendiendo su energía en el MATER, pero sufre un retraso en la ejecución de la obra que implica penalidad y postergación de ingresos y consecuentemente una necesidad de financiamiento adicional.

Para ello se requiere un análisis de mercado que evalúe las condiciones que enfrentará el PE en su entorno de competencia. En esta sección se analizan dichas condiciones para el Mater y la previsión del mercado Spot, mientras que la sección siguiente describe el modelo de negocio conjunto con la central hidroeléctrica.

Actualmente en el SADI hay 976 grandes usuarios habilitados que están obligados a cumplir con la ley 27.191, los cuales suman una potencia media de aproximadamente 2600 MW y una demanda total de 22757 GWh-año.

Los grandes usuarios habilitados tienen 2 opciones para poder cumplir con la ley según lo dispuesto en la Resolución 281-E/2017:

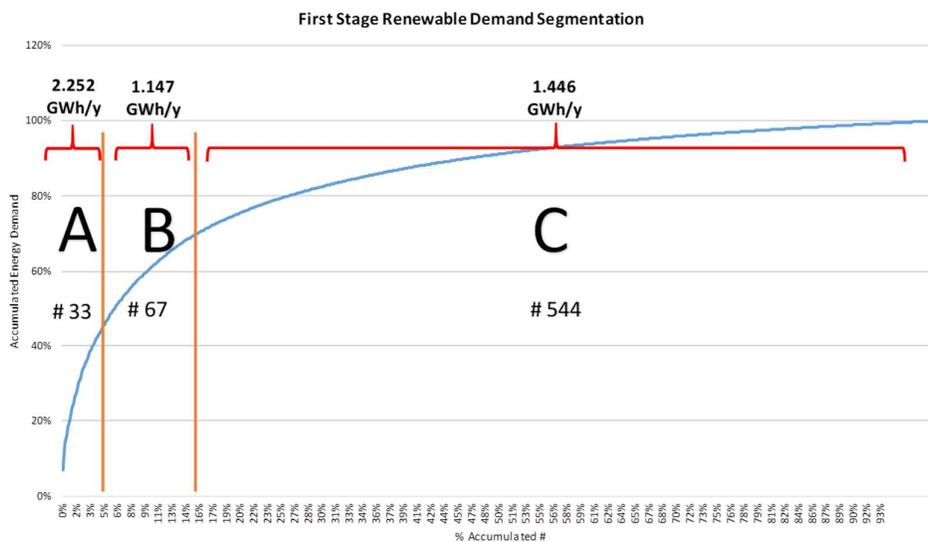
- Que se consideren incluidos en el mecanismo de compras conjuntas, en los términos de lo dispuesto en Decreto Reglamentario 531/2016 y los contratos con generadores de energía eléctrica de fuentes renovables celebrados por CAMMESA.
- Que decidan salir del mecanismo de compras conjuntas y firmar un PPA privado con un generador de energía eléctrica de fuentes renovables.

Hasta la fecha ya hay 42 grandes usuarios que tomaron la decisión de salir de las compras conjuntas y lo notificaron a CAMMESA.

La demanda total restante de clientes alcanza aproximadamente a 16,000 GWh /año. Este segmento es reacio a contratar el 100% de su demanda en energías renovables, ya que su expectativa es que los precios renovables sigan cayendo, sumado el hecho de que dadas las turbulencias económicas argentinas, resulta difícil que los clientes industriales se contractualice a largo plazo. En consecuencia, el consenso del mercado es que en una primera etapa durante 2018-1919, estarán contratando el 30% de su demanda y luego escalarán a través de nuevas ofertas que se realizarán a partir de 2020.

Es por ello que nuestra hipótesis parte de una demanda que puede alcanzar en la primera etapa durante 2018-19 es de 4.900 GWh/año (16,000 GWh/año @ 30%). Para centrarse en los clientes potenciales con mayor impacto para el negocio, es necesario agrupar los mismos en tres segmentos de acuerdo con su nivel de demanda.

- El Segmento A más atractivo concentra el 46% de la demanda esperada que se adjudicará en la primera etapa y consta de algunos prospectos importantes (33) donde la energía eléctrica es un recurso clave con un consumo de energía renovable esperado superior a 30 GWh/año.
- El Segmento B está formado por prospectos (67) con buen atractivo para completar un proyecto eólico con un consumo de energía renovable esperado de 10 a 30 GWh/año
- Segmento C, menos atractivo debido a su atomización (544) con un consumo de energía renovable esperado por debajo de 10 GWh/año



La estrategia de ventas es enfocarse primero en el Segmento A y el Segmento B, que concentran 3.400 GWh/año (70% del total) distribuidos en 100 clientes potenciales (15% del total) y luego pasan al Segmento C a través de los agregadores de demanda.

Hay dos razones principales por las que los clientes industriales están dispuestos a firmar los PPA de ERNC.

1. Las energías renovables son la única alternativa mediante la cual pueden garantizar ahorros de costos importantes en comparación con sus costos actuales de suministro de energía, ya que CAMMESA está cobrando el costo promedio del sistema más el precio de la capacidad. Además, las Industrias tienen un incentivo adicional para comenzar con el suministro de ERNC tan pronto como sea posible, ya que hay una bonificación decreciente en los pagos de capacidad dependiendo de la fecha en que comienza el PPA de las ERNC.

Renovable PPA	2017-2020	2021-2022	2023-2024	2025-2030	From 2031
Descuento Capacidad	100%	75%	50%	25%	0%

2. La Ley 27.191 / 2015 establece que el consumo nacional total de energía eléctrica debe alcanzar una cierta contribución mínima de ERNC comenzando desde el 8% en 2018 hasta el 20% en diciembre de 2025. En consecuencia, los Grandes Usuarios ($\geq 300\text{kW}$) cumplirán obligatoriamente e individualmente los requisitos de la Ley, participando dentro de las compras conjuntas pagando los respectivos cargos de administración y comercialización o contratando un PPA privado.

La forma de incentivar a los grandes usuarios a salirse de las compras conjuntas y que realicen un PPA privado es ofrecerles un precio de energía menor al que pagaran por seguir en las compras conjuntas y menor al precio SPOT futuro.

A continuación, en las figura N°18 y N° 19 se muestran un ejemplo de lo que pagaría un usuario dentro de las compras conjuntas con Pmedia mensual de 20 kW y el precio SPOT futuro respectivamente

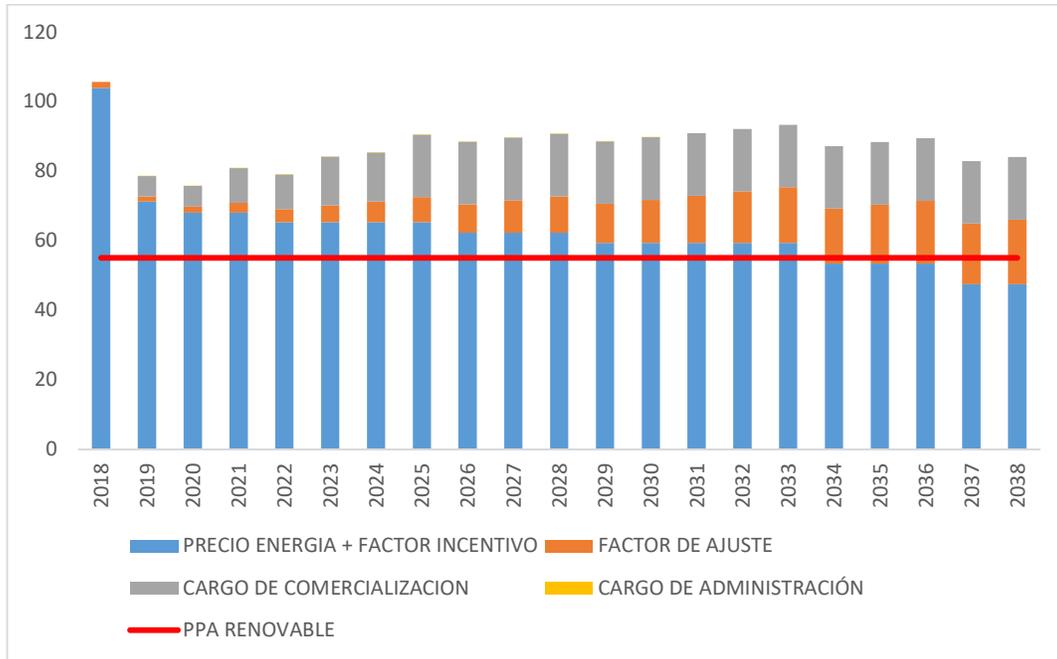


Figura 18: Precio de compras conjuntas

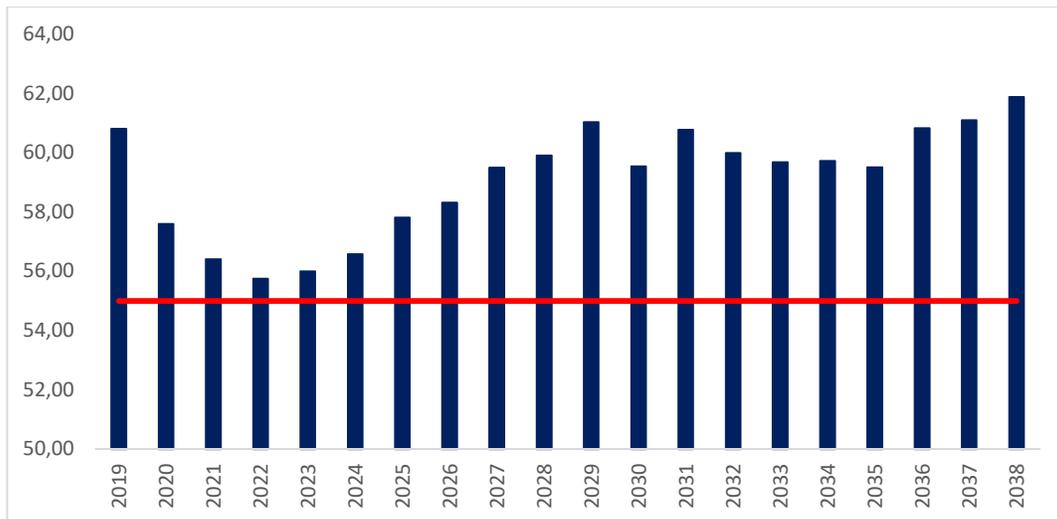


Figura N° 19: Precio Spot (USD/MWh)

Se puede observar que ofreciéndole a los clientes un precio de 55 USD/MWh, le estamos ofreciendo una reducción considerable en sus costos de energía con respecto a las compras conjuntas. Además, también hay que considerar que según en qué año se contrate se van a ahorrar los cargos de la potencia.

También vendiendo con un precio de 55 USD/MWh estamos por debajo del precio SPOT futuro en el largo plazo.

El precio Spot fue proyectado por medio de un modelo de simulación de mercado el cual optimiza el despacho hidro-térmico para obtener como resultado el menor costo del sistema, teniendo en cuenta el ingreso de nueva generación.

Las hipótesis que se cargan al modelo fueron las siguientes:

- Demanda real 2017 y proyección de demanda futura.
- Producción de gas.
- Costos de combustibles.
- Nuevos ingresos de generación

8. MODELO DE NEGOCIO EOLO-HIDROELÉCTRICO

Una central hidroeléctrica con embalse funciona con un determinado nivel de empuntamiento. Como funcionamiento sistémico, esta operatoria sigue una racionalidad de costos, porque aprovecha la capacidad del embalse para generar la energía en las horas de mayor costo del sistema y almacenar el agua en las de bajo costo.

“Los Procedimientos” de Cammesa, en el Capítulo 4 “Mercado a Término” establecen para un generador hidroeléctrico que:

*“A los efectos de la determinación de la Máxima Potencia Contratable en cada mes, la potencia máxima generable correspondiente **no deberá resultar inferior a la potencia media mensual calculada a partir de la Máxima Energía Contratable de cada mes**”*

*“La máxima energía anual contratada correspondiente a una central hidroeléctrica **está limitada por un valor denominado energía firme (EFIRM)**. Con los modelos optimización y simulación de la operación vigentes y la Base de Datos Estacional acordada, el OED debe obtener la serie de energías mensual con que resulta despachada en los siguientes años cada central hidroeléctrica para la serie histórica de caudales considerando un nivel inicial y final igual al máximo de operación normal. Con dicha serie, el OED debe calcular la energía mensual de esa central como **la correspondiente a una probabilidad de excedencia del SETENTA POR CIENTO (70%)**.”*

De esta manera, para cada mes la potencia contratada está limitada por la energía mensual de 70% de probabilidad de excedencia y en consecuencia un aumento de esta energía elevaría el valor de potencia contratada.

A los efectos del presente trabajo, se considera una modificación en la regulación vigente, que permita a las centrales hidroeléctricas celebrar contratos “hacia adelante” con terceros (contemplado en el marco regulatorio y en los procedimientos de Cammesa, pero actualmente suspendido), contratar energía “hacia atrás” con otros proveedores, y utilizar esa energía para incrementar su energía mensual y con ello elevar la potencia contratada.

Dados los anteriores supuestos, se genera una nueva oportunidad de negocios para PE Vientos del Sur, en la que el PE puede vender energía a una central hidroeléctrica con embalse que logre con ello un incremento en su negocio. La siguiente figura presenta un esquema de este modelo de negocios:

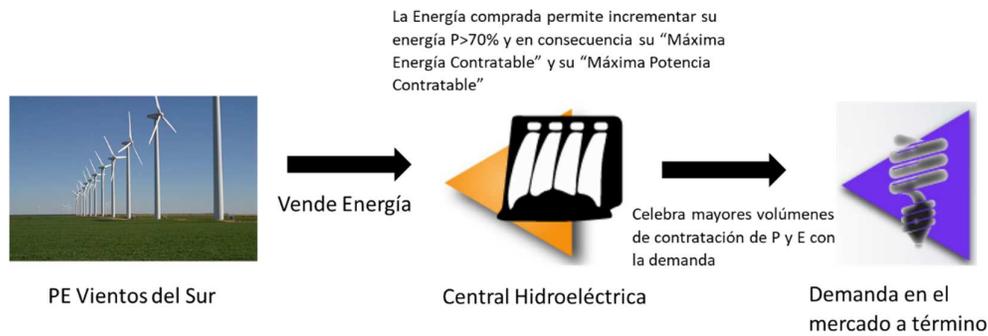


Fig.20 Esquema de negocio Eolo-hidroeléctrico

Se observa que el beneficio que reporta a la hidroeléctrica "caudalizar el viento" del PE puede interpretarse desde 2 enfoques:

- Como un aumento en la potencia y energía contratables
- Como una forma de aprovechar el embalse para mover la energía a las franjas horarias de mayor precio

En este esquema, los clientes potenciales para PE Vientos del Sur son centrales hidroeléctricas que presentan un considerable nivel de empuntamiento. A continuación, se presentan los datos básicos de 3 posibles prospectos de cliente directo para el PE:

- Alicurá

Generación anual media: 2150GWh

Potencia instalada: 1000MW

Potencia media anual: 245MW -> Empuntamiento: 4.1

- El Chocón

Generación anual media: 2700GWh

Potencia instalada: 1200MW

Potencia media anual: 310MW -> Empuntamiento: 3.9

- Piedra del Águila

Generación anual media: 5500GWh

Potencia instalada: 1400MW

Potencia media anual: 630MW -> Empuntamiento: 2.2

Así, el PE Vientos del Sur vendería la energía de 70% de probabilidad excedencia a una central hidroeléctrica como las anteriores. Considerando una evaluación simplificada de paso anual (en lugar de mensual) la energía anual de P(70%) del PE de 411GWh se traduce en un incremento de 46MW de potencia que la central hidroeléctrica puede contratar. Esta consideración supone una simplificación adicional dado que el ingreso de la energía del PE al sistema afectaría, aunque sea en una pequeña proporción, la forma de explotación y el nivel de todos los embalses, no solamente aquel de la central hidroeléctrica del negocio,

modificando el valor del agua, energías y potencias firmes del conjunto de hidroeléctricas, y la probabilidad de vertido.

Tomando como valor de referencia el monto estipulado por disponibilidad de potencia para generadores hidroeléctricos de USD 3000/MW.mes de la Resolución 19 vigente, esto se traduce en un ingreso adicional por potencia de 1.7 MUSD/año para la central hidroeléctrica.

Asumiendo que PE Vientos del Sur logra capturar un 30% de este beneficio adicional por potencia contratada de la hidroeléctrica, sus ingresos se incrementan en 500 kUSD/año.

El Caso C del presente trabajo analiza el desempeño del proyecto desarrollándose según este modelo de negocio, considerando que vende su energía P(70%) a la hidroeléctrica y el resto en el mercado a término en iguales condiciones que el Caso A y que además percibe el ingreso adicional de 500kUSD por potencia de la hidroeléctrica, en la fracción del 30% mencionada.

9. EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO ECONÓMICO-FINANCIERO DEL PROYECTO

A continuación de resumen los criterios generales considerados para la evaluación:

- Comienza la construcción en 2019.
- Se considera una ejecución en 2 años, con un 75% de ejecución en el año 1 y 25% en el año 2.
- El aporte de capital es de 35%, y se verifica que el índice P/A no supere el 70% en ningún momento durante la vida del proyecto.
- Se considera una situación de estabilidad macroeconómica que permite acceder a financiamiento con tasas del 5%.
- Plazo de financiación a 15 años, con un primer año de gracia y capitalizando los intereses durante ese periodo.
- Despacho a partir de 2021, considerando para todos los años la energía correspondiente al factor de carga de 49%, de manera uniforme para todos los años.
- Caso A: el PE vende el total de su energía en el mercado a término a un precio de USD 55/MWh de acuerdo a lo estipulado en el análisis del mercado.
- Caso B: el PE vende su energía en el mercado spot, de acuerdo a los precios determinados en los escenarios simulados.
- Caso C: el PE vende el total de su energía compuesta por la energía de probabilidad de 70% a una central hidroeléctrica y el resto de su energía en el mercado a término, percibiendo en ambos casos un precio de 55/MWh. Adicionalmente percibe 500kUSD / año adicional de la central hidroeléctrica, dados por el incremento de potencia contratada según lo estipulado en la sección anterior. A los efectos de la elaboración de este caso, la energía de probabilidad de excedencia de 70% se determinó utilizando los coeficientes correspondientes a las mediciones de otro PE en Neuquén en el que resulta que las energías correspondientes a probabilidades de excedencia 70%, 90% y 99% son, medidas en porcentaje respecto de la energía media (probabilidad de excedencia de 50%), 90%, 82% y 67% respectivamente. Así, se vende el 90% de la energía P50 (esto es: $457 \text{ GWh} \times 0.9 = 411 \text{ GWh}$) a la central hidroeléctrica y el resto ($457 \text{ GWh} - 411 \text{ GWh} = 46 \text{ GWh}$) en el mercado a término.

- Caso D: el PE vende su energía en el mercado a término al igual que en el Caso A, pero un retraso en la ejecución de la obra provoca que la producción y venta de energía se demore 6 meses. Esto implica, por un lado, que los ingresos en 2021 se ven reducidos a la mitad y, por otro lado, que los Grandes Usuarios Habilitados que son clientes del PE deben pagar penalidad, la que se asume que pueden traspasar por contrato al PE. Esta penalidad se calcula como el producto entre la energía obligatoria y no abastecida y el costo de gasoil equivalente en virtud de lo que establece la Resolución 281/2017. A los fines de obtener un valor simplificado se toma en consideración el valor de gasoil informado por Cammesa en su página web de USD 566 /m3, un consumo de gasoil medio de 0.23 m3 / MWh y un costo de O&M valorizado con el costo variable No Combustible de la Resolución 19/2017 de USD 10 / MWh. De esta manera, la penalidad que recae sobre el PE resulta de: $(USD\ 566 / m^3 \times 0.23\ m^3 / MWh + 10\ USD / MWh) \times 227\ MWh = 31.8\ MUSD$. Se asume que, estando cerrada la financiación, los accionistas deben realizar un aporte de capital adicional para cubrir la penalidad y la parte de los gastos, los intereses y la devolución de capital que no son cubiertas con los ingresos reducidos de 2021.

CASO A – RESULTADOS

El Caso A arrojó los siguientes resultados:

- Tasa Interna de Retorno del Proyecto: 8.7%
- Tasa de retorno con Financiamiento: 13%
- Tasa percibida por el accionista: 6.3%

La Tasa Interna de Retorno del proyecto se consideró aceptable y se observó que el apalancamiento con una tasa de financiamiento del 5% permitió llevar la tasa de retorno con financiamiento a un valor 30% mayor.

El valor de Tasa percibida por el accionista se tomó de manera referencial, encontrándose sujeta a la política de distribución de dividendos.

Se destaca la elevada participación del costo de capital en la composición del proyecto. La siguiente tabla presenta en forma sintética el estado de resultados para 2021, el primer año que el proyecto entra en funcionamiento.

ESTADO DE RESULTADOS	2021
Ingreso por Ventas	24930
Gastos Fijos	2710
Resultado antes de amortizaciones	22220
Amortizaciones	10986
Resultado después de amortizaciones	11234
Gastos Financieros de C.P. y L.P.	6740
Resultado después de Gastos financieros	4494
Impuesto a las Ganancias + GMP	1573
Resultado Final después de Impuestos	2921

Tabla I. Estado de resultados para año 2021

Allí se observa que de los 22 MUSD de resultado antes de amortizaciones, 11 MUSD se aplican a amortización y cerca de 7 MUSD en intereses de deuda.

La contrapartida es que en el flujo de caja se observan considerables excedentes de caja desde 2021 en adelante, que se encuentran entre 7.5 y 8 MUSD anuales. Por simplicidad, en este modelo se analiza el proyecto desempeñándose de manera aislada y utilizando los excedentes de caja para préstamos de corto plazo a una tasa de 3% anual. Un análisis más abarcativo desde el punto de vista de la corporación podría considerar una utilización alternativa para dichos excedentes de caja, por ejemplo, para financiación parcial de un próximo proyecto.

Se analizaron también sensibilidades respecto del precio de venta de la energía, el factor de planta, la tasa de deuda y el precio de los aerogeneradores. En los siguientes gráficos se presentan los resultados.

Sensibilidad de tasas al precio de energía

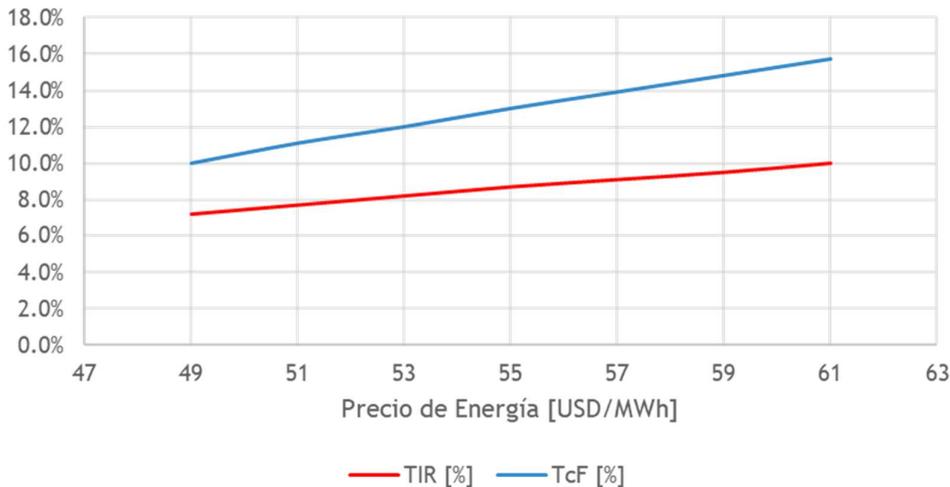


Fig.21 Sensibilidad respecto del precio de la energía

Sensibilidad de tasas al factor de planta

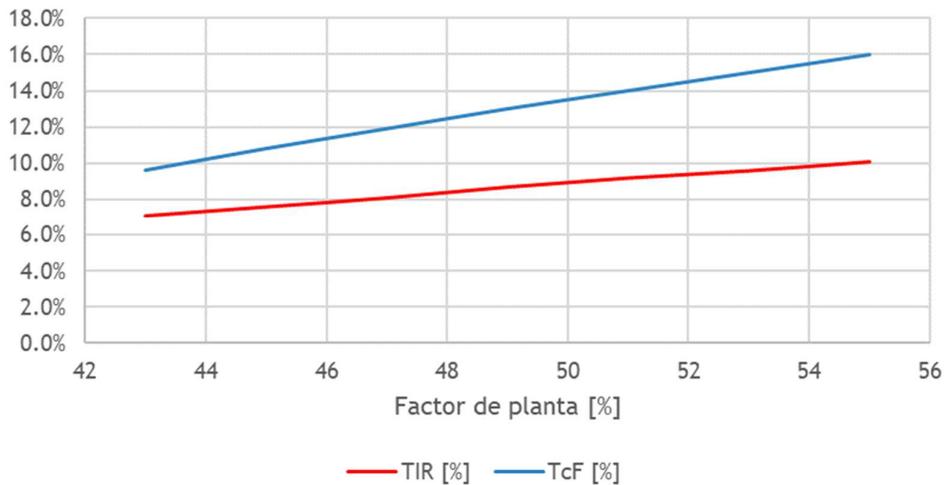


Fig.22 Sensibilidad respecto del factor de planta

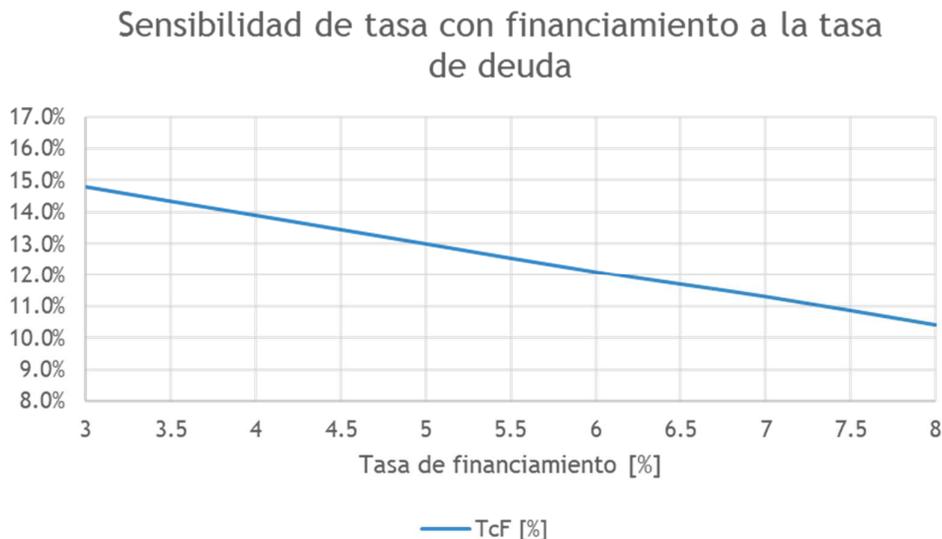


Fig.23 Sensibilidad respecto de la tasa de deuda

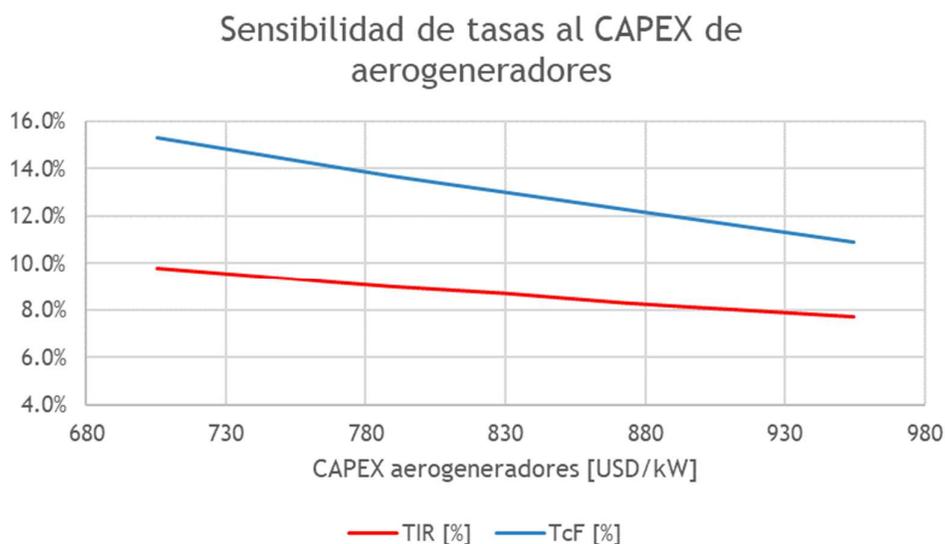


Fig.24 Sensibilidad respecto del precio de la energía

CASO B – RESULTADOS

El Caso B arrojó los siguientes resultados:

- Tasa Interna de Retorno del Proyecto: 9.4%
- Tasa de retorno con Financiamiento: 14.4%
- Tasa percibida por el accionista: 7.9%

Donde la mejora en los indicadores se explica por un precio spot superior al precio considerado para venta en el mercado a término del Caso A.

No obstante, se destaca que las condiciones de financiamiento planteadas, con una proporción de deuda del 65% a una tasa del 5%, no habrían sido alcanzables sin contar con contratos que

respalden una fuente segura de ingresos. Es decir, los resultados anteriores consideran que la venta en el mercado spot (a un precio más alto, pero imprevisible y consecuentemente riesgoso) se da luego de cerrado el financiamiento y construido el proyecto, simulando por ejemplo una inhibición de los contratos y obligación de venta al spot cuando el proyecto se encuentra en condiciones de operar.

Para complementar el análisis, se evalúa el escenario en que la inhibición de contratos y obligación de venta al spot se da antes de cerrar el financiamiento y, por lo tanto, sólo resulta posible financiar el 25% del proyecto (el equity participa con 75%) y a una tasa de 7%.

En este caso los indicadores de desempeño se retraen a los siguientes valores:

- Tasa Interna de Retorno del Proyecto: 9.2%
- Tasa de retorno con Financiamiento: 9.7%
- Tasa percibida por el accionista: 3.2%

Donde se observa que el efecto principal es que el incremento de la relación entre equity y activo erosiona la tasa de retorno con financiamiento, resultando inferior al 10% y se considera baja atendiendo a que el accionista aumenta su participación hasta el 75% y por lo tanto su exposición al riesgo.

CASO C – RESULTADOS

El Caso C arrojó los siguientes resultados:

- Tasa Interna de Retorno del Proyecto: 8.9%
- Tasa de retorno con Financiamiento: 13.5%
- Tasa percibida por el accionista: 6.8%

Aquí se observa una mejora respecto del Caso A, dado que el esquema de negocio Eolo-hidroeléctrico permite a la eólica obtener un ingreso adicional por la proporción que captura de la mayor contratación de potencia que realiza la hidroeléctrica. Sin embargo, se observa que para los precios considerados por MW, y considerando que la eólica sólo accede a una fracción del beneficio, este ingreso adicional no tiene un efecto significativo. De esta manera, los indicadores de desempeño aumentan ligeramente: la tasa de retorno con financiamiento crece de 13% en Caso A a 13.5% en Caso B.

Adicionalmente, el mercado objetivo para PE Vientos del Sur se incrementa al incluir las centrales hidroeléctricas dentro de sus prospectos.

CASO D – RESULTADOS

El caso D arrojó los siguientes resultados:

- Tasa Interna de Retorno del Proyecto: 6.7%
- Tasa de retorno con Financiamiento: 8.3%
- Tasa percibida por el accionista: 2%

De esta manera se observa, respecto de los resultados del Caso A, que la tasa de retorno con financiamiento se reduce en un 36%, pasando del 13% al 8.3%. Siendo que las mayores necesidades financieras que resultan como consecuencia del costo adicional incurrido por la penalidad y la reducción de los ingresos por la menor cantidad de energía producida son

enteramente aportadas por los accionistas, la tasa percibida por ellos es la que se ve más severamente afectada por el atraso de la obra bajo los supuestos dados, reduciéndose en un 68% al pasar de 6.3% a 2%.

Como alternativas de mitigación, en caso de producirse el retraso planteado en la ejecución de la obra, la administración del PE podría intentar, por un lado, trasladar al EPCista una parte de la penalidad en caso que el retraso sea atribuible en parte a él y, por otra parte, intentar financiar en forma externa una fracción del aporte adicional (en lugar de que sea todo equity), si es que logra condiciones adecuadas con el banco, a pesar de que el proyecto produzca ingresos en forma tardía, lo que lo hace más endeble.

10. CONCLUSIONES

- **Bajo los supuestos planteados**, en un marco de **macroeconomía estabilizada** que permita acceder a financiamiento con tasas de 5% y el nivel de precios que resulta de analizar el estado actual del mercado a término, **resulta rentable ejecutar el proyecto**, dando una **tasa de retorno con financiamiento esperada del 13%**.
- El análisis de estado de resultados y flujos de caja muestra que, sin costos variables y costos fijos exigüos, **el costo de capital**, expresado mediante amortización e intereses, **es la variable determinante del éxito del proyecto**, dados el factor de planta y el precio de la energía.
- El nivel de precios obtenido mediante simulación para el **mercado spot resulta atractivo** y se traduce en una mejora en los indicadores de desempeño financiero, **sujeto a que el financiamiento se encuentre cerrado. De otra manera**, la necesidad de aumentar la proporción de equity y **reducir el apalancamiento reduce la tasa de retorno con financiamiento a valores inferior a 10%**.
- Asumiendo las modificaciones necesarias en el marco regulatorio, el **modelo de negocio eólico-hidroeléctrico** da lugar a un **ingreso adicional de 0.5 MUSD/año**, incrementando la tasa de retorno con financiamiento esperada. Sin embargo, se trata de un incremento poco significativo para los precios consideradas en la remuneración de potencia.
- La evaluación de un **retraso de 6 meses** en la obra y en el comienzo de la producción y venta de energía indica que los resultados se erosionan de manera tal que la **fase de retorno con financiamiento resulta de 8.3% y la tasa percibida por el accionista apenas de 2%**, a menos que la administración del proyecto pueda a su vez compartir o traspasar la penalidad a sus contratistas y conseguir más financiamiento para cubrir las necesidades en el momento que los ingresos resultan insuficientes.

ANEXO I