

OPTIMIZACIÓN DE COMPETITIVIDAD Y CERTEZA DE
COSTOS FUTUROS: INTEGRACIÓN DE UNA
SOLUCIÓN DE AUTOGENERACIÓN RENOVABLE CON
EL MERCADO A TÉRMINO PARA UN GRAN USUARIO
EN EL SECTOR AGROPECUARIO

MAESTRÍA INTERDISCIPLINARIA EN ENERGÍA

UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES

**CENTRO DE ESTUDIOS DE LA ACTIVIDAD
REGULATORIA ENERGÉTICA**

Tesista: Mg. Matías Irigoyen
Director de Tesis: Ing. Daniel Fernández

Abril 2019



CEARE

CENTRO DE ESTUDIOS DE LA
ACTIVIDAD REGULATORIA ENERGÉTICA



AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quisiera brindar un particular agradecimiento a mi tutor y referente en el mercado renovable, el Ing. Daniel Fernández, quién se ha interesado por mi caso de estudio, brindando información y ha apoyado y corregido mi trabajo con gran predisposición, sobrepasando mis expectativas al respecto.

En segundo lugar, agradecer especialmente a mi padre, el Dr. Alberto Irigoyen, quien me ha corregido y revisado la presente tesis innumerables veces con el fin de lograr la estructura y organización que la misma presenta.

Por último y no menos importante, un reconocimiento específico para toda mi familia quien me ha apoyado y brindado la paciencia necesaria para atravesar los años de cursada y del desarrollo de la presente tesis.

INDICE

Resumen.....	4
Objetivo.....	6
Hipótesis.....	6
Estado del arte.....	7
Introducción.....	19
Marco Legal.....	25
Perfil del Gran Usuario Habilitado.....	35
Alternativas de cumplimiento.....	39
Compra conjunta.....	39
PPA privado.....	45
Autogeneración.....	51
Ventajas y desventajas de las alternativas de cumplimiento.....	58
Alternativa de solución complementaria.....	59
Aspectos económicos.....	64
Consideraciones ambientales.....	73
Conclusiones.....	81
Validación de la Hipótesis.....	85
Referencias.....	86
Anexos.....	88

RESUMEN

El presente estudio tiene como objetivo principal, el estudio de negocio en general de un emprendimiento agrícola-ganadero ubicado en la zona centro del País, específicamente en el noreste de la provincia de San Luis. El mismo, se podría extrapolar y representaría a una comunidad de productores muy importante de la zona centro y noroeste del país.

El emprendimiento agrícola-ganadero que nos ocupa es un productor que comenzó sus actividades comerciales en la zona hace más de 10 años. Tal como se puede presuponer, las actividades productivas trajeron aparejadas el consumo de grandes cantidades de energía, destinada al crecimiento y desarrollo del proyecto.

Durante la primer etapa, dicho suministro fue proporcionado por generadores alimentados a combustibles líquido (con el fin de generar energía eléctrica) y, conforme el negocio fue prosperando, la empresa tomó la decisión de afrontar la inversión correspondiente para ejecutar la ampliación de más de 20 km desde la línea eléctrica más cercana.

Asimismo, el emprendimiento califica como gran usuario del mercado eléctrico ya que cuenta con una potencia contratada superior a los 1300 kW y un factor de utilización de aproximadamente el 25%, lo cual implica una potencia promedio superior a 300kW y como consecuencia, clasifica como un gran usuario habilitado (GUH).

Por tal razón, el emprendimiento correspondiente se encuentra enmarcado en la Ley 27191 y por ello deberá cumplir efectiva e individualmente con los requisitos establecidos en la misma, la que obliga a los sujetos a consumir determinados porcentajes crecientes de energías renovables en los próximos años, comenzando por el 8% y alcanzando el 20% en 2025. Se debe destacar que los porcentajes establecidos en el marco regulatorio, son porcentajes mínimos de cumplimiento y en caso de desear contar con una mayor penetración de energías renovables en la matriz energética del gran usuario, el mismo lo puede ejecutar sin inconvenientes.

Por tal razón, en la presente se desarrollará y analizará el marco jurídico vigente y aplicable, como así también las diversas alternativas de cumplimiento con el fin de alcanzar la solución más eficiente.

Los sujetos obligados a tomar una acción en particular con respecto a las obligaciones legales, cuentan con tres alternativas de cumplimiento, las cuales no necesariamente deben ser excluyentes, sino por el contrario pueden ser complementarias.

El objetivo del presente trabajo es analizar en primer lugar las alternativas de cumplimiento mínimo de forma independiente y definir las ventajas y desventajas asociadas a cada una de ellas. Luego, se considerará, adicionalmente, la posibilidad de aplicar alternativas que se complementen entre sí con el fin de lograr mayores porcentajes de penetración de energías renovables en la matriz de consumo del gran usuario correspondiente.

En tanto, el análisis no estará únicamente relacionado a la factibilidad técnica de aplicación, sino que se abordarán diversos conceptos, entre los que se destacan los argumentos económicos, financieros, legales y ambientales.

Luego de un exhaustivo análisis considerando todas las variables previamente descritas, el presente trabajo hace una comparativa entre todas las posibles soluciones (considerando las ventajas y desventajas comparativas de cada alternativa de suministro) y define la combinación de posibilidades más eficiente, competitiva, certera y "limpia".

OBJETIVO

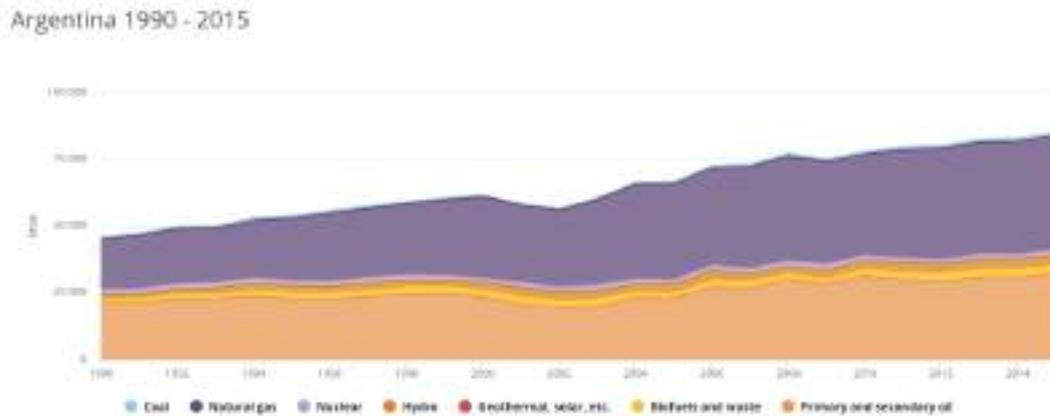
El objetivo principal del presente trabajo consta en desarrollar la solución óptima (en términos económicos, financieros y ambientales) en términos energéticos a partir del abastecimiento de energías renovables para un emprendimiento agrícola-ganadero ubicado en la Provincia de San Luis.

HIPOTESIS

La hipótesis con la que se comienza dicho análisis consta en la posibilidad de instrumentar una única solución de abastecimiento o bien una combinación de alternativas de suministro energético que logren minimizar los costos de suministro energético del gran usuario, proporcionar certeza de costos futuros para así sinergizar los resultados ambientales, económicos y financieros con el negocio principal de la empresa.

ESTADO DEL ARTE

La Argentina ha tenido y tiene una fuerte dependencia a los combustibles fósiles a lo largo de su historia contemporánea. Durante el siglo XX y parte del siglo XXI, la dependencia de combustibles convencionales no solo se ha consolidado, sino que adicionalmente, ha aumentado en términos nominales. Dicha tendencia, se puede observar en el siguiente gráfico donde se puede contemplar las diversas fuentes energéticas (matriz primaria) en los últimos 25 años de historia.

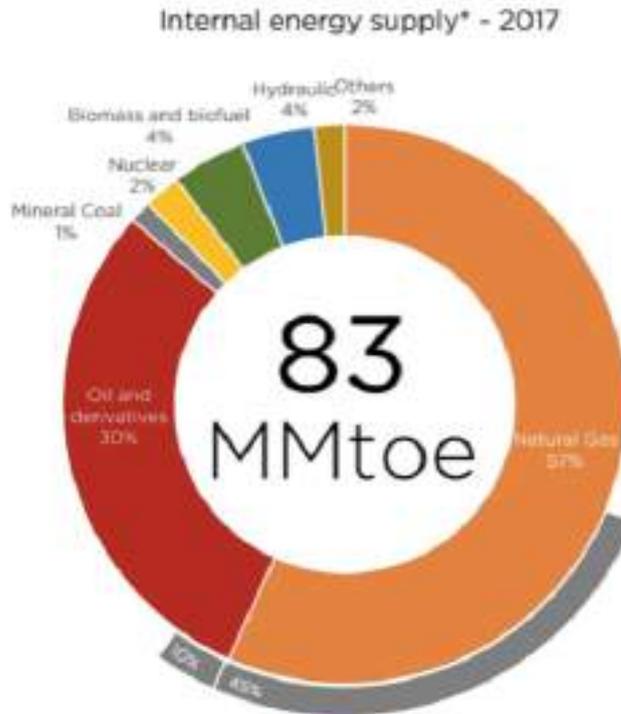


Fuente: International Energy Agency (IEA)

Nuestro país, presenta una marcada dependencia de los combustibles fósiles (petróleo, carbón y gas natural), los cuales representan alrededor del 86,5% de la matriz energética primaria nacional.¹

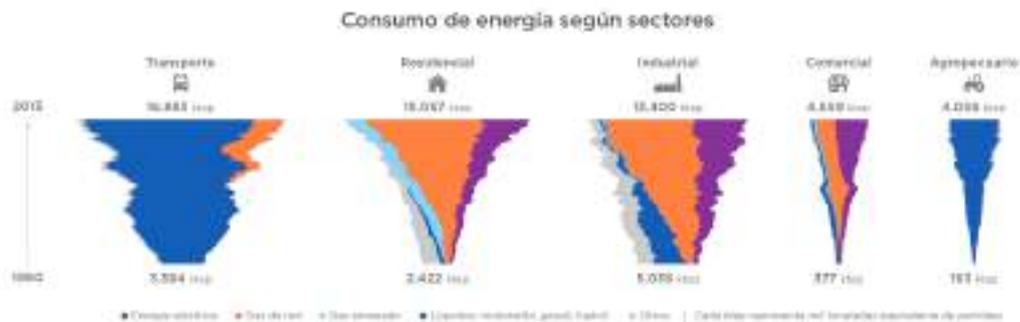
Asimismo, como se puede observar en la siguiente ilustración, de los 83 millones de toneladas de petróleo equivalente (MMtce), tan solo el 6% de la matriz energética primaria proviene de fuentes renovables, si no se considera la energía hidráulica como recurso renovable. Si, por el contrario, se la considera como energía renovable (centrales hidráulicas mayores a 50 MW), el porcentaje “solamente” se incrementa a aproximadamente 10%.

¹ Balance Energético Nacional (BEN 2015). Ministerio de Energía y Minería



Fuente: Argentina Energy Plan – Secretaría de Gobierno de Energía

En tanto, si se analiza el consumo primario de energía en los distintos sectores, se puede observar que el transporte representa prácticamente un tercio (31,5%) del consumo energético. Luego se ubica el sector residencial (28%), el sector industrial (25%), el comercial se encuentra en cuarto lugar con 8% y finalmente el sector agropecuario con 7,5%.



Fuente: Balance Energético Nacional (BEN 2015). Ministerio de Energía y Minería

Por otro lado, en términos de autoabastecimiento energético, hasta hace unos pocos años, tanto las reservas nacionales como la producción de gas natural y petróleo mostraban un notorio descenso. Esto cambió radicalmente en los últimos años con el descubrimiento del yacimiento de “Vaca Muerta”.

Vaca Muerta es considerada una formación geológica de 30.000 kilómetros cuadrados que encierra tanto gas y petróleo no convencional y tiene el potencial para situar a Argentina como el segundo país del mundo con más recursos de gas y el cuarto en petróleo no convencionales.²



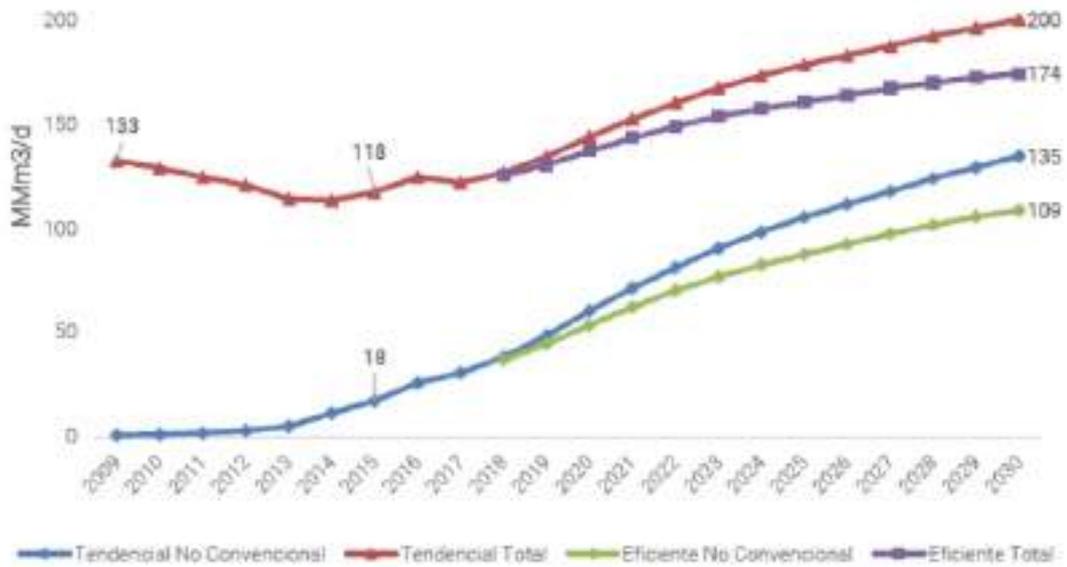
Fuente: Argentina Energy Plan – Secretaría de Gobierno de Energía

La roca madre se encuentra situada en la cuenca Neuquina, en las provincias de Neuquén, Río Negro, La Pampa y Mendoza; y tiene el potencial para multiplicar por diez las reservas del País.

“En términos geológicos, no quedarían dudas que el yacimiento de Vaca Muerta presenta recursos significativos que posicionan a Argentina en el segundo país con mayores recursos de shale gas y cuarto de shale oil a nivel mundial. Sin embargo, más interesante aún, es que estos volúmenes no son meramente proyectos futuros, sino que su extracción ya está en marcha, siendo el gas no convencional más del 20% de la producción total de gas en Argentina”.³

² Argentina Energy Plan – Secretaría de Gobierno de Energía. Pág. 7

³ Desarrollo de Vaca Muerta: Impacto Económico Agregado y Sectorial. Pág. 6



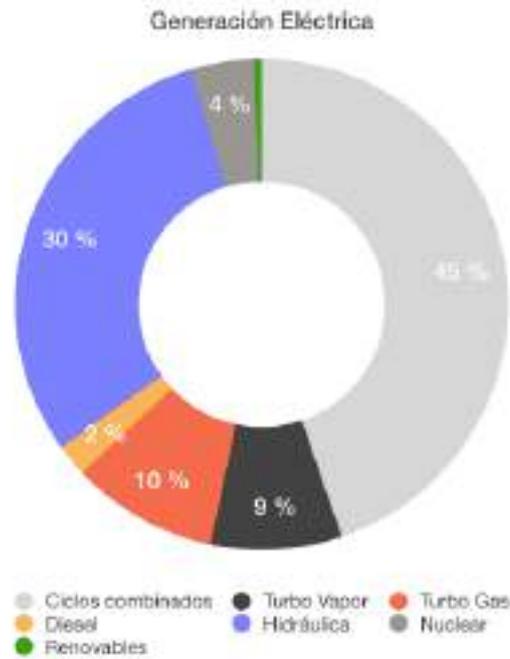
Fuente: Desarrollo de Vaca Muerta: Impacto Económico Agregado y Sectorial

Sin embargo, al tratarse de yacimientos no convencionales, hay que realizar importantes inversiones a fin de hacerlos operativos. En tanto, la explotación de dichos recursos, no resolvería la total dependencia de recursos fósiles de la matriz energética nacional.⁴

Tal dependencia representa un gran desafío para los próximos años ya que se debería hacer frente a un cambio de fuentes energéticas con el fin de diversificar la matriz energética, reducir los costos promedios de generación y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) durante las próximas décadas.

El mayor potencial de ahorro de GEI en el país se encuentran en el sector energético y un claro ejemplo de ello se puede observar en el detalle de generación eléctrica del país, tal como se observa en el siguiente gráfico.

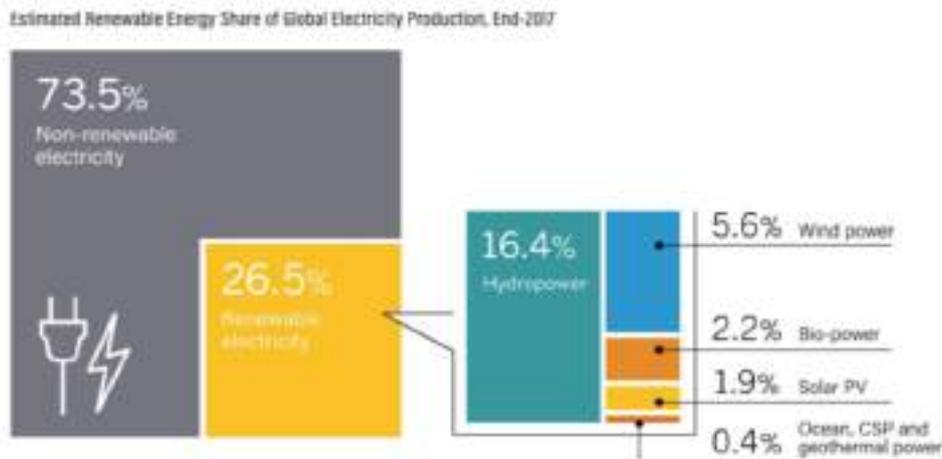
⁴ Cárdenas, Gerónimo (2011). *Bolsa de comercio de Rosario: Matriz energética Argentina. Situación actual y posibilidades de diversificación*. Pág. 33



Fuente: Elaboración propia en base a Informe Anual 2017 - CAMMESA

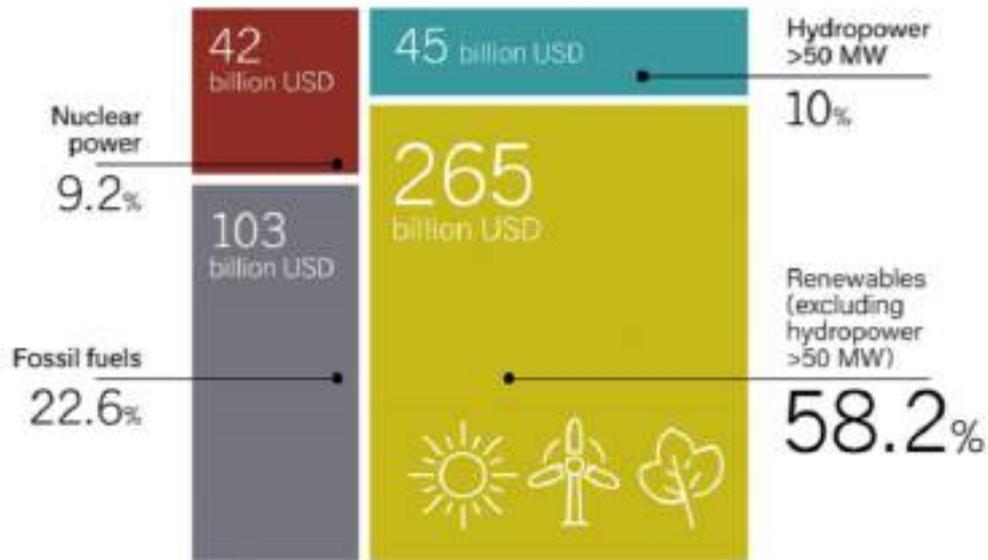
Más del 60% de la matriz eléctrica nacional, proviene de fuentes de generación térmicas (principalmente gas natural), cerca del 30% se obtienen a partir de la generación hidroeléctrica, 4% proviene a partir de energía nuclear y tan solo el 1%, aproximadamente, se genera a partir de fuentes renovables (principalmente energía eólica hasta el momento).

Por otro lado, las energías renovables se vienen desarrollando y consolidando de manera unilateral en prácticamente todo el mundo, en los últimos años. Tal es así que, actualmente, prácticamente un cuarto de la generación eléctrica mundial proviene de fuentes renovables.



Fuente: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century – REN21

Una clara confirmación del posicionamiento y protagonismo que comienzan a tomar las energías renovables son las inversiones destinadas a la tecnología. En el último año con registros (2017), la inversión destinada a desarrollos a partir de fuentes renovables supera el doble de la inversión en combustibles fósiles y energía nuclear, combinados.

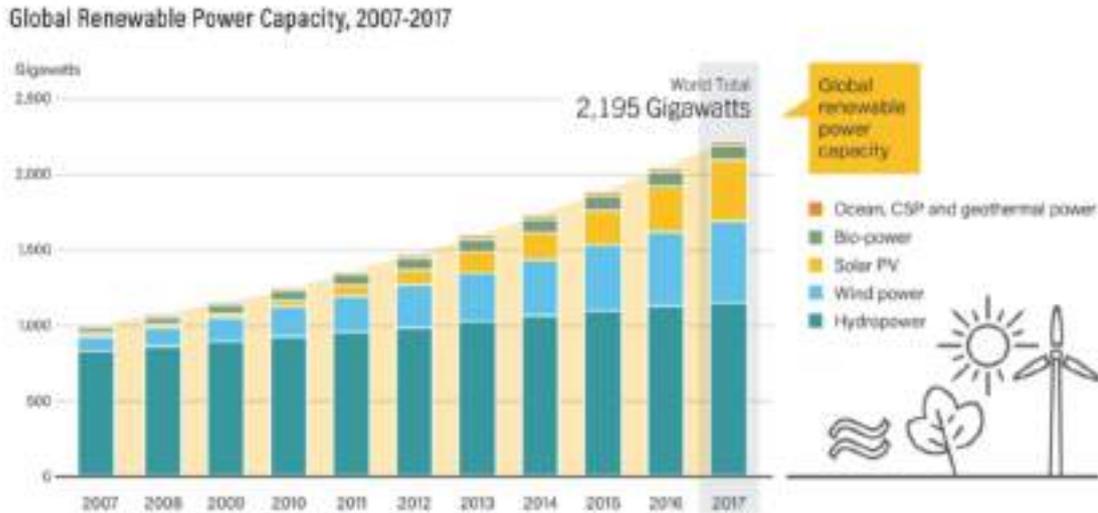


Fuente: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century – REN21

Más de dos tercios de las inversiones en generación de energía se concentraron en energías renovables y sólo se espera que la participación de renovables en el sector eléctrico siga subiendo.

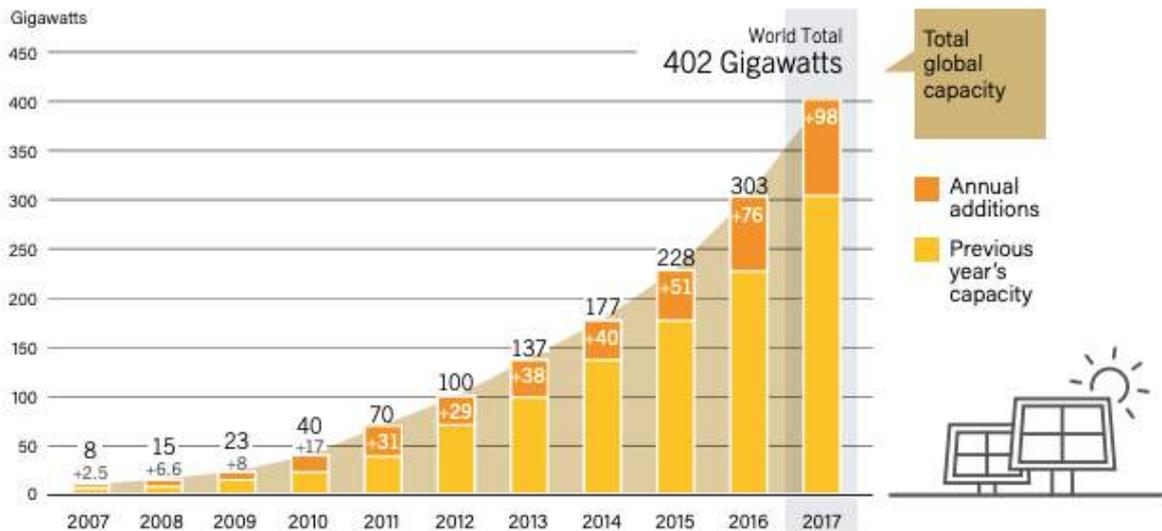
Sin considerar la energía hidroeléctrica, el alza de las inversiones en energías renovables, se viene dando principalmente por la energía eólica y en los últimos años, comenzó a consolidarse, también, la energía solar fotovoltaica.

Optimización de competitividad y certeza de costos futuros: Integración de una solución de autogeneración renovable con el mercado a término para un gran usuario en el sector agropecuario



Fuente: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century – REN21

Surge de esta exposición, que la energía solar FV es la que se encuentran en mayor crecimiento en la actualidad siendo la tecnología más instalada y desarrollada en el último año.

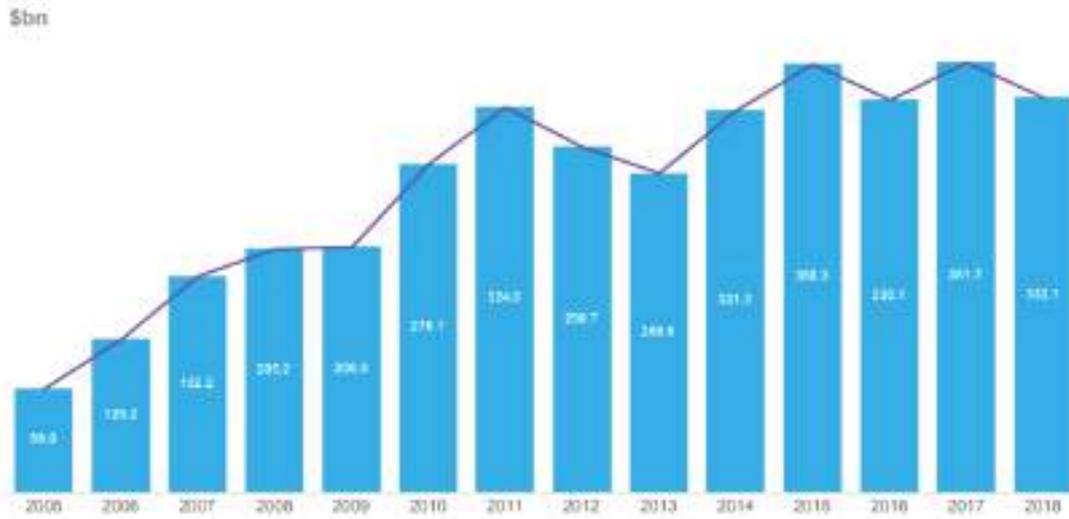


Fuente: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century – REN21

Asimismo, se debe destacar que por quinto año consecutivo (considerando el periodo 2014-2018), las inversiones en energías renovables superaron los u\$s 300,000 millones.⁵

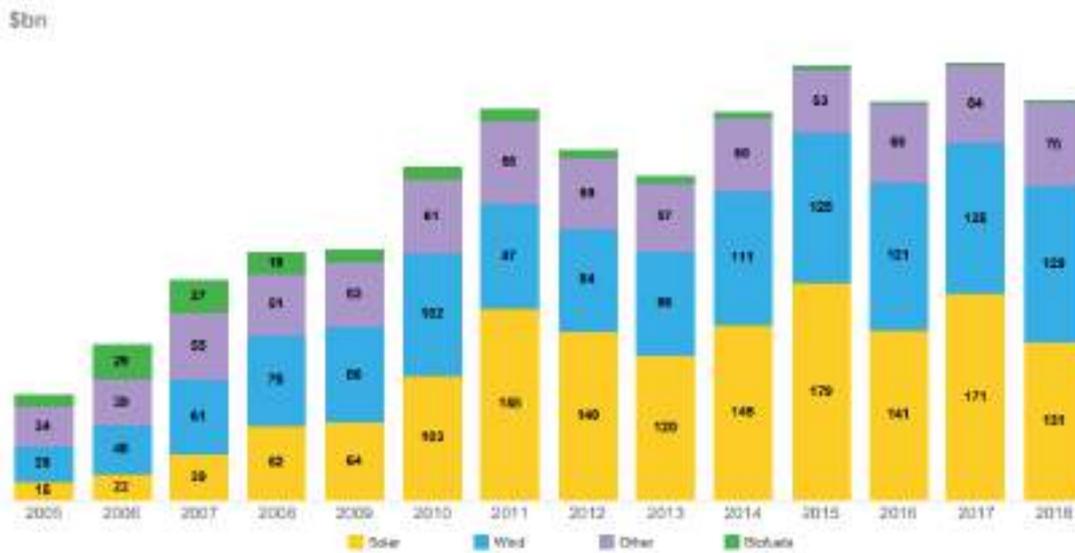
⁵ Bloomberg NEF, *Clean Energy Investment Trends*, 2018, Pág. 35

Optimización de competitividad y certeza de costos futuros: Integración de una solución de autogeneración renovable con el mercado a término para un gran usuario en el sector agropecuario



Fuente: Clean Energy Investment Trends 2018 – BNEF

En tanto, si las inversiones se desglosan por tecnología, se puede observar claramente que la tecnología eólica y solar dominan las inversiones.



Fuente: Clean Energy Investment Trends 2018 – BNEF

“Existen tres motivaciones fundamentales por las cuales se pueden plantear la diversificación de la matriz energética:

1. Los combustibles fósiles son un recurso finito. Parece posible que la era del gas y petróleo baratos se termine a lo largo de nuestras vidas. Es por ello, que se buscan alternativas energéticas. En efecto, dado que los combustibles fósiles son recursos preciados, necesarios para la producción de plásticos y otros artículos, a lo mejor, se deberían conservar para mejores usos que simplemente “quemarlos” en un proceso de baja eficiencia y contaminante.
2. Se desea alcanzar la seguridad energética. Aún si la importación de combustibles fósiles resulte viable, es deseable no depender de ella, ya que puede conllevar a la vulnerabilidad de nuestras economías.
3. Es muy probable que el uso y abuso de combustibles fósiles tenga un efecto directo en el aumento de la temperatura del planeta. El calentamiento global se debe a una gran cantidad de actividades humanas, pero el mayor contribuyente es el aumento de las emisiones de GEI, producido por el dióxido de carbono (CO₂). En tanto, la mayor parte de las emisiones de dióxido de carbono provienen de la quema de combustibles fósiles; y la principal razón por lo que se queman combustibles fósiles es para la obtención de energía”.⁶

Al argumento planteado anteriormente por David JC MacKay, se debe incorporar un cuarto argumento más contemporáneo y que resulta crucial en el análisis de incorporación de generación renovable en la matriz energética:

4. desde el año 2016, las energías renovables (principalmente la energía solar fotovoltaica y la energía eólica) se han vuelto más competitivas aún sin subsidios (normalizándolas en el tiempo), que las energías convencionales.⁷

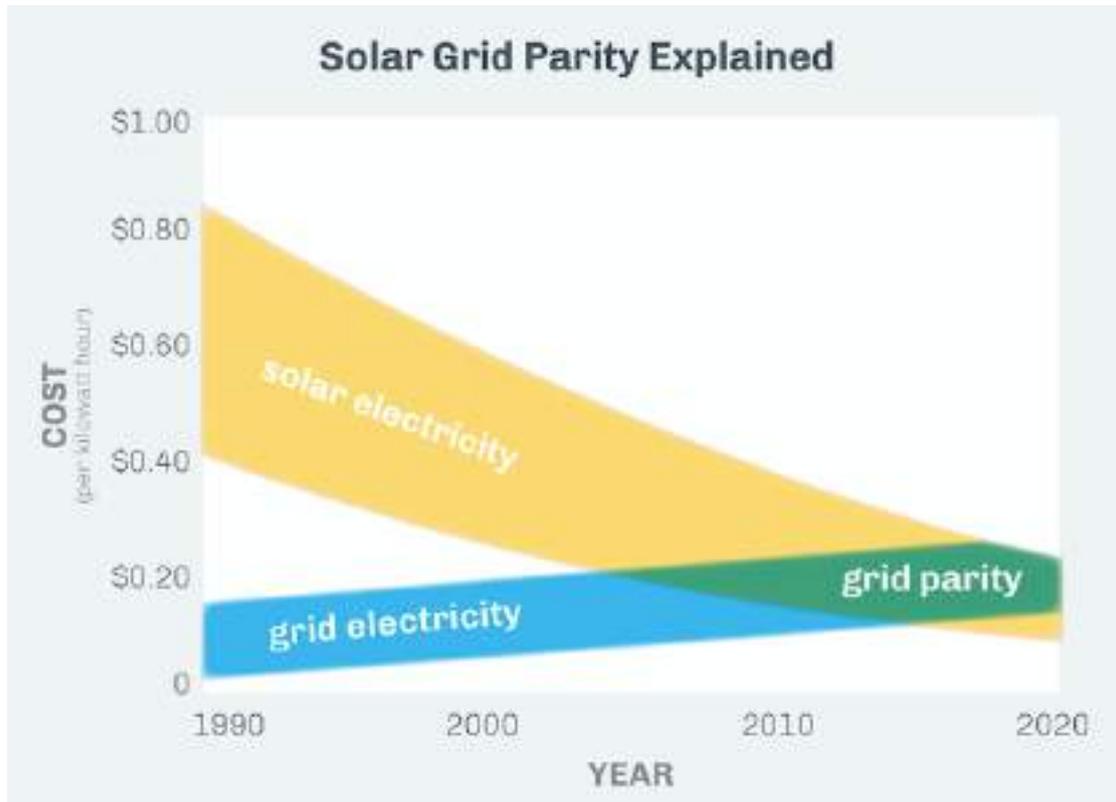
El concepto previamente descrito se conoce como paridad de red e implica que la generación de energía eléctrica a través de energías renovables es tanto o más barata que adquirirla directamente de la red eléctrica.

La paridad de red se define como la condición que se da cuando una fuente de generación de energía eléctrica es capaz de producir a un coste inferior o igual al precio generalista de compra de la electricidad directamente de la red eléctrica. Este término es empleado principalmente en referencia a fuentes de energía renovable, en concreto la energía solar

⁶ MacKay, JC David (2009). *Sustainable Energy: Without the hot air*. Pág. 5

⁷ Lazard’s levelised cost of energy analysis (2018).

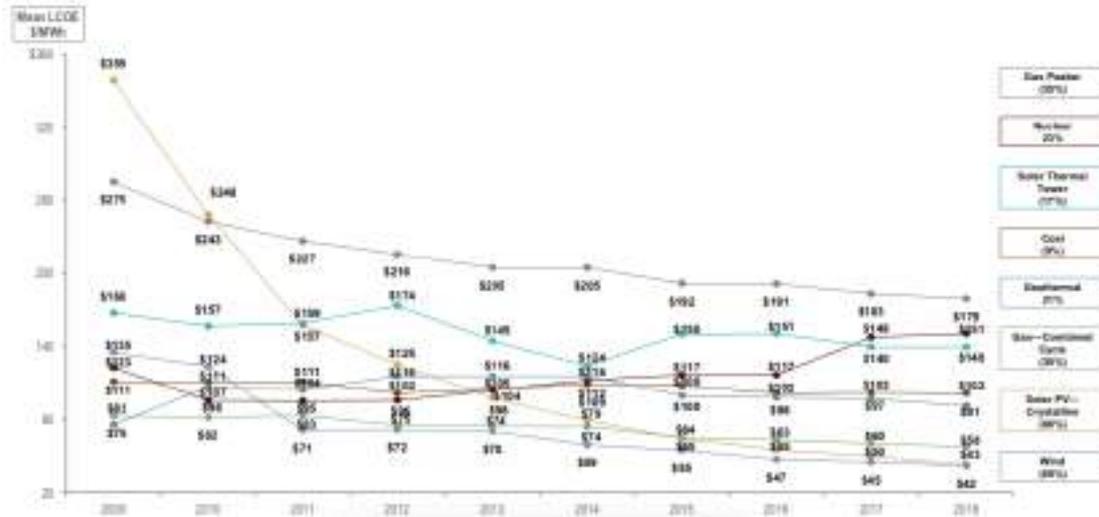
fotovoltaica y la energía eólica. Se cree ampliamente que el alcance de la paridad de red, tendrá como consecuencia un cambio radical en el mix de generación energética.



Fuente: SunPower

Se considera que alcanzar la paridad de red es un punto de inflexión muy importante en el desarrollo de nuevas fuentes de energía. Supone el punto a partir del cual una fuente de producción energética puede convertirse en un directo competidor de las energías convencionales, llevando a cabo su desarrollo sin subsidios o apoyo gubernamental.

Continuando con la misma línea, a continuación, se puede observar el análisis financiero de los costos normalizados de generación eléctrica a partir de las distintas fuentes de generación conocidas, tanto convencionales como renovables. Dicho estudio ha sido realizado por una de las firmas más prestigiosas (Lazard) en términos de análisis financieros de esta índole.



Fuente: Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis (2018)

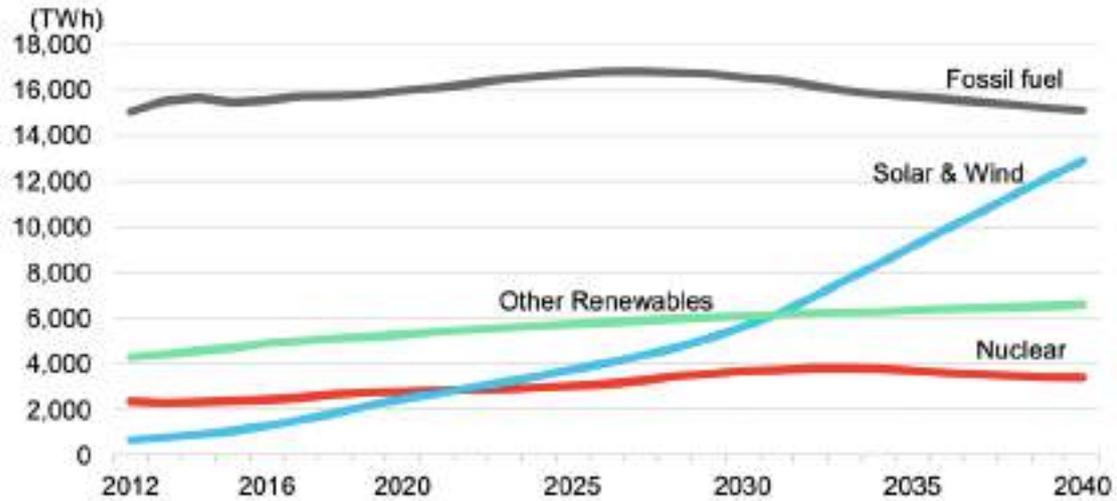
“Las fuentes de energías renovables, proporcionan cada vez más electricidad a costos competitivos o incluso menores a fuentes de generación basada en recursos fósiles”.⁸

En tanto, el ingeniero (de la empresa finlandesa Wärtsilä) y autor del libro *Goodbye to Deerland*, Matti Rautkivi expresa: “Lo que me gusta del modelo de energías renovables como energía de base es que está basado directamente en el valor monetario – el verdadero verde (en referencia a dólares), como se dice en Texas. Viendo como la historia de la energía renovable como energía de base se desarrolla, vi la oportunidad de contarles a otros sobre este modelo de negocios, con visión futurista, y cómo puede guiar a su empresa de electricidad, su ciudad y sus consumidores en el futuro. Cada vez más ciudades se están moviendo fuertemente hacia las energías renovables, no porque quieran sentirse bien usando energía limpia, sino porque tiene sentido financiero. El valor está ahí, ahora mismo, punto.”⁹

Siguiendo en línea con los argumentos previamente mencionados, la agencia Bloomberg New Energy Finance (BNEF), estima que la penetración de energías renovables continuará en alza en las próximas décadas.

⁸ IRENA, Renewable Power Generation Costs 2017, Pág. 26

⁹ Rautkivi, Matti (2017) *Goodbye to Deerland*. Pág 8



Fuente: New Energy Outlook 2017 - BNEF

Si bien se estima que la energía solar y eólica lideren dicho aumento, también aumentará la participación de otras fuentes renovables; mientras que la participación de combustibles fósiles y de energía nuclear, continuarán relativamente estancadas o bien en descenso, lo que se traduce en una menor participación de generación eléctrica, teniendo en cuenta el aumento en términos reales de requerimientos energéticos (tendencia hacia la electrificación de la economía).

INTRODUCCIÓN

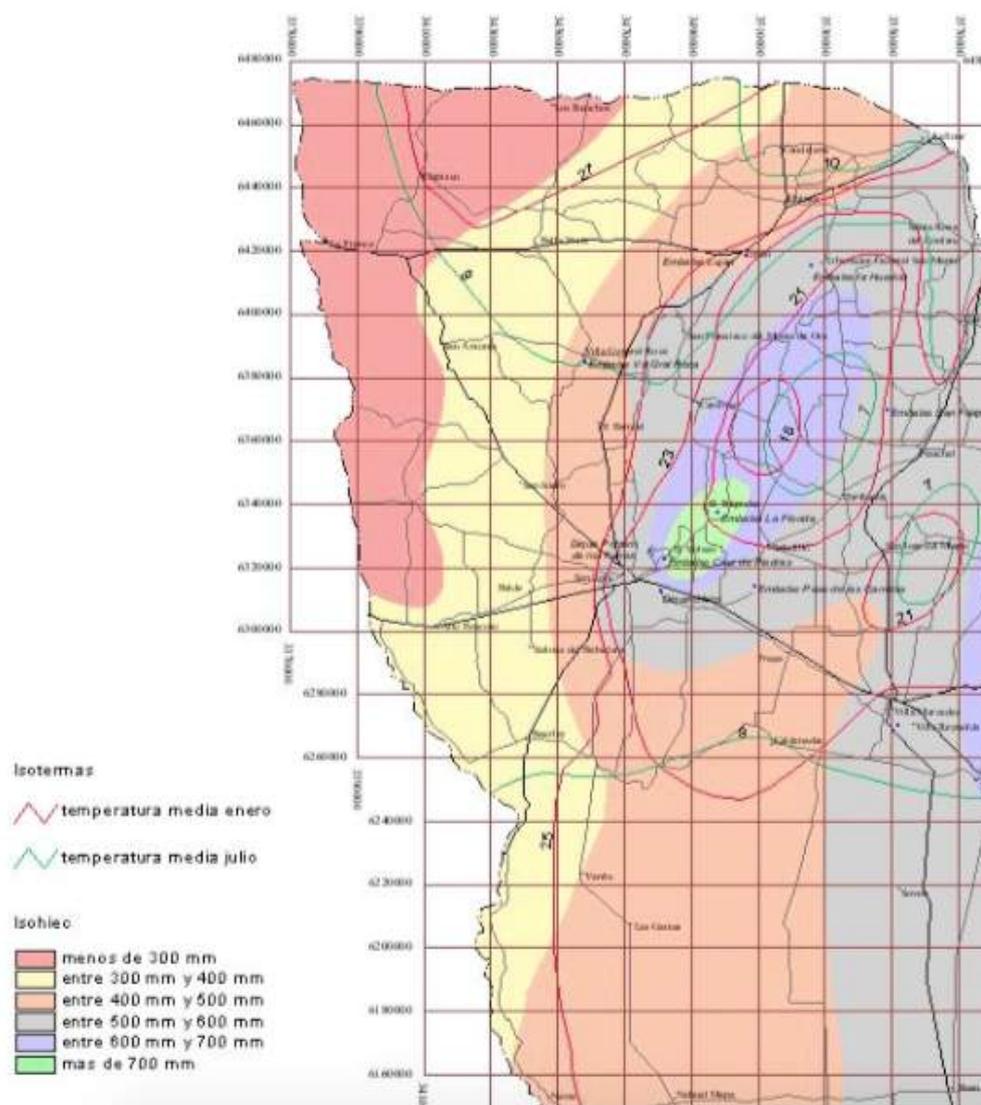
El caso bajo estudio se concentra en el análisis de un emprendimiento agrícola-ganadero ubicado cercano a la localidad de Quines, en el norte de la Provincia de San Luis (por cuestiones de confidencialidad y pedido explícito del propietario, se mantendrán en el anonimato la ubicación geográfica específica del lugar de emplazamiento y ciertos detalles comerciales).

El establecimiento cuenta con una superficie total de 9000 hectáreas aproximadamente, de las cuáles, en sus orígenes, solo contaba con una pequeña proporción desmontada y el resto de la propiedad era monte natural degradado.

Allí, se desarrolló un proyecto para transformar por completo el campo y destinarlo específicamente en la producción de animales para exportación. Asimismo, la empresa optó por un sistema ganadero de ciclo completo, el cual incluye cría, recría y terminación.

La raza elegida fue Braford, por estar constituida por animales de muy buena calidad carnicera, que da muy buena res para exportación y está adaptada a las condiciones desfavorables de producción en una zona marginal.

Con respecto al clima de la zona de estudio, el mismo es definido como cálido y subtropical mediterráneo. El régimen de lluvias es marcadamente estacional, produciéndose la mayor cantidad durante los meses de verano (cuando existe también mayor evapotranspiración). El sector de estudio, se encuentra entre las isohietas de 400 y 500 mm/año.



Fuente: Modelo de interpolación según BRS (2000)

Con respecto a las temperaturas de la zona, la media anual es de aproximadamente 16 °C; la temperatura media del mes más frío (julio) es de 8 °C y la temperatura media del mes más cálido (enero) es de 24,0 °C, lo que resulta que los veranos sean calurosos y los inviernos fríos.

Valores mensuales y anuales en el emplazamiento												
T °C	En	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Media	23	22	19	14	12	8	8	9	13	16	20	22
Máxima absoluta	41	42	38	34	31	31	30	32	36	39	39	43
Mínima absoluta	5	1	-2	-4	-8	-12	-14	-12	-9	-6	-4	2

Por otro lado, el suelo de la zona cuenta con características muy arenosas resultando extremadamente complicado la producción de alimentos en condiciones naturales.

Afortunadamente, la zona geográfica de la Provincia y específicamente la propiedad en particular se encuentran en la cuenca hidrogeológica Llanura Norte, donde depósitos aluvionales transportados por los ríos y arroyos, descienden desde el extremo norte del bloque montañoso de la Sierra de San Luis.

La recarga de agua en esta cuenca hidrogeológica se produce principalmente por el mecanismo de infiltración a través de los cauces principales (ríos Quines, Luján y San Francisco) cuando abandonan el sistema serrano. La otra fuente importante de recarga de agua subterránea al sistema lo constituyen las precipitaciones directas, puesto que en gran parte de la zona pedemontana existen suelos de facies arenosas y gravosas con una elevada capacidad de infiltración.

Por tal motivo, el establecimiento comenzó las actividades comerciales en el año 2010 con una prueba piloto que implicó la instalación de dos sistemas de riego central.

Los sistemas de riego por "pivot" utilizados en la propiedad, son de 580 metros de radio y abarcan una superficie aproximada total de entre 90 y 100 hectáreas cada uno. Generalmente se los puede reconocer de forma muy sencilla en imágenes satelitales ya que representan círculos perfectos en zonas agrícolas.



Fuente: Valley Irrigation

La tecnología de riego central generalmente se emplaza en zonas donde no se cuenta con condiciones favorables (tanto en términos de precipitaciones como con respecto a las características del suelo), por lo que para poder “controlar y garantizar” la homogeneidad de la producción, se utilizan dichos sistemas. Es importante destacar que esta técnica se puede utilizar no solo para proveer de agua para riego sino también para la aplicación de fertilizantes y controladores de plaga, controlar la salinidad del suelo, entre otros.

Si bien estos sistemas se podrían implementar en zonas con buenos recursos (y aún así se contaría con beneficios asociados), sería difícil su justificación económica dada la importancia de las inversiones y de los costos operativos que requieren.

Como referencia, cada sistema de riego por pivot instalado y en funcionamiento (para una superficie de riego de 90/100 hectáreas), representa una inversión de aproximadamente u\$s 300.000 + IVA, a lo que se le deben agregar los costos de mantenimiento y operativos (especialmente, en términos de consumo eléctrico).

Conforme el negocio fue prosperando y desarrollándose, los sistemas de riego por “pivot” se fueron incrementando hasta alcanzar los 10 instalados al día de hoy, lo que implica, que la propiedad cuenta actualmente con cerca de 1.000 hectáreas bajo riego. La “red” de sistemas instalados en la actualidad, permite la implantación de pasturas (sobre la base de cebadilla, festuca, lotus y melilotus) y verdeos de invierno de avena y raigrás. También se desarrollan cultivos de maíz para grano o silaje y de soja que se aprovechan para suplementación o en los corrales de terminación.

Dado el nivel de infraestructura e inversión en la propiedad, luego de la instalación de los 10 sistemas de riego, se alcanzó un número óptimo de 8500-9000 cabezas en el campo. Si se tiene en cuenta que la propiedad cuenta con unas 9,000 hectáreas de superficie, se podría

considerar (teniendo en cuenta el terreno no solo para la pastura sino para la producción complementaria) que se requiere aproximadamente una hectárea por animal.

En tanto, el ganado no debe acceder únicamente a alimento para sobrevivir, sino que adicionalmente debe contar con una provisión segura y generosa de bebida.

Por tal motivo, el tan valorado recurso, es utilizado para proveer de bebida diaria al ganado, y para potenciar y controlar el riego de los alimentos a producir.

En el caso particular del agua requerida para la toma de ganado, el agua se bombea de pozos de poca profundidad, para lo cual son necesarias varias bombas eléctricas de 10 HP cada una, para así satisfacer la ingesta diaria de hasta 100 litros por animal. El consumo de agua por parte del ganado varía directamente con las temperaturas; en las épocas de verano, el consumo prácticamente se duplica (con respecto a los 50/60 litros diarios en épocas de menores temperaturas).

Como se señaló anteriormente, la pastura natural de la zona se complementa con alimento balanceado de producción local. Para ello, se ha realizado una importante inversión en sistemas de riego por "pivot" con el fin de garantizar la producción de alimento balanceado in-situ y reducir la dependencia de terceros con los riesgos asociados y simultáneamente reducir los costos.

Si bien los sistemas de riego cuentan con infinidad de "ventajas" como lo son la humedad permanente, el control estacional de riego, la aplicación de fertilizantes, etc.; cuentan con una gran "desventaja" que es el consumo de energía eléctrica que requieren. Cada sistema de riego central de estas características implica una potencia nominal aproximada de 150 HP (caballos de fuerza), equivalentes a cerca de 110 kW (kilovatios) cada uno, lo cual por la cantidad de sistemas instalados (en total) en la propiedad, implica que la potencia nominal requerida, únicamente, en sistemas de riego, supera los 1.100 kW nominales o su equivalente de 1,1 MW (megavatios).

Dichos requerimientos energéticos no fueron un factor sencillo de resolver ya que la propiedad no contaba con acceso a líneas de distribución eléctrica en media tensión (MT). El emplazamiento, se encuentra a más de 25 km de distancia de la línea de distribución y como aún no se conocía si el negocio iba a ser rentable, se decidió no realizar la inversión correspondiente a la ampliación (privada) del tendido eléctrico de media tensión (33 kV) por motivos estrictamente económicos.

Por ello, se comenzó con la adquisición y posterior instalación de grupos electrógenos trifásicos de 180/200 HP cada uno, para así abastecer independientemente a cada círculo de riego y sus sistemas auxiliares de consumo eléctrico.

Los grupos electrógenos de tal potencia consumían aproximadamente 40 litros de combustible por hora y con cultivos que requieren ser regados más de 15 horas diarias, se calcula que cada sistema de riego llegaba a consumir indirectamente más de 600 litros de combustible por día, o sea que los diez (10) sistemas de riego centrales funcionando 15 horas cada uno, tenían un consumo total de 6.000 litros diarios de combustible, que traducido en consumo diario por animal, se puede estimar en .66 litro por cabeza por día.

Conforme el negocio ganadero fue consolidándose y los retornos económicos justificaban los montos de inversión realizados (capital de trabajo, capital humano, insumos, combustible, entre otros), la empresa tomó la decisión de afrontar el proyecto de realizar el tendido eléctrico en MT correspondiente, con el fin de eliminar los elevados costos de combustible y mantenimiento asociados a los sistemas de generación.

El proyecto correspondiente a la ampliación privada del tendido eléctrico, implicaba la instalación de más de 25 km de Líneas Aérea de Media Tensión (LAMT) en (33kV) para así abastecer los 10 sistemas de riego instalados, bombas para bebederos y los servicios auxiliares del emprendimiento.

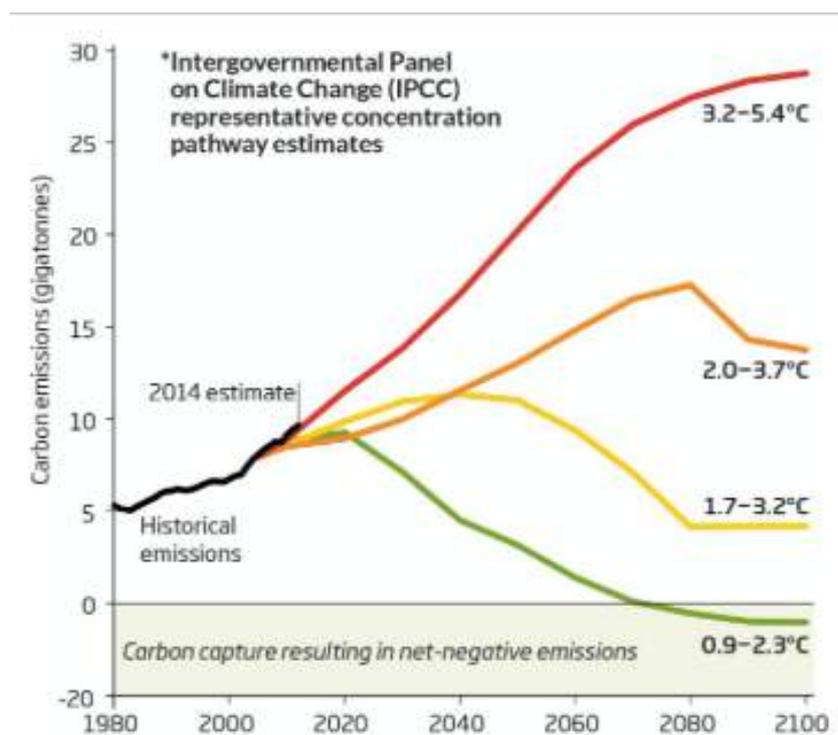
La inversión y posterior instalación del tendido eléctrico se realizó en el año 2014 sin mayores inconvenientes y con un periodo de repago de tan solo 2 años. Esta gran decisión estratégica (en términos económicos, ambientales y operativos), se debió básicamente a tres razones principales:

1. El costo del combustible líquido para el abastecimiento de los sistemas de generación eléctrica
2. La eliminación del mantenimiento asociado a los equipos de generación autónomos
3. Los precios de energía eléctrica altamente subsidiados
4. Costos y problemas de logística/ambientales del acopio de combustible líquido

De esta forma, el establecimiento comenzó sus operaciones como usuario, bajo la categoría "GUDI" (Gran Usuario de la Distribuidora) de la empresa eléctrica de jurisdicción provincial, EDESAL (Empresa de Distribución de Energía Eléctrica de San Luis) con una potencia contratada de aproximadamente 1.300 kW.

MARCO LEGAL

Argentina es uno de los más de 190 países que ha adherido al Acuerdo de París, el cual se desarrolló en la Conferencia de París (COP 21) en diciembre de 2015, que finalmente se firmó y entró en vigencia en el año 2016. Básicamente, intenta limitar las emisiones de gases de efecto invernadero a través de las buenas prácticas comerciales, la mitigación y adaptación con el “objetivo a largo plazo de mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de los 2°C sobre los niveles preindustriales, y perseguir esfuerzos para limitar el aumento a 1.5°C, lo que reducirá considerablemente los riesgos y el impacto ambiental”.¹⁰



Fuente: Global Carbon Project

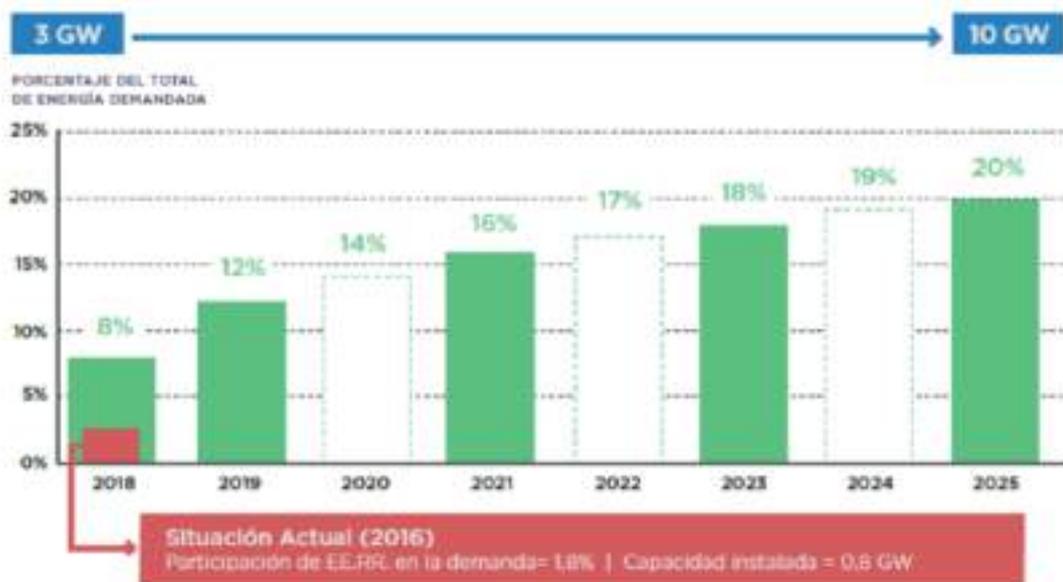
Es importante destacar, que el acuerdo de París no especifica metas obligatorias para cada país específicamente (como si lo hacía el Protocolo de Kyoto).

En tanto, en el marco local y con el fin de respetar y cumplir los objetivos asumidos en la COP 21 de París, como así también reducir y diversificar las fuentes de generación de energía eléctrica, a finales del año 2015, se sancionó la Ley 27191, la cual logró consenso de la mayoría de los partidos políticos.

¹⁰ Acuerdo de París, Artículo 2, 1A

Dicha Ley, modificatoria de la Ley 26190; tiene como objetivo primordial, fomentar la generación de energía eléctrica a partir de recursos renovables en el país. La misma se reglamentó en el año 2016 mediante el Decreto 531/2016, “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica”.

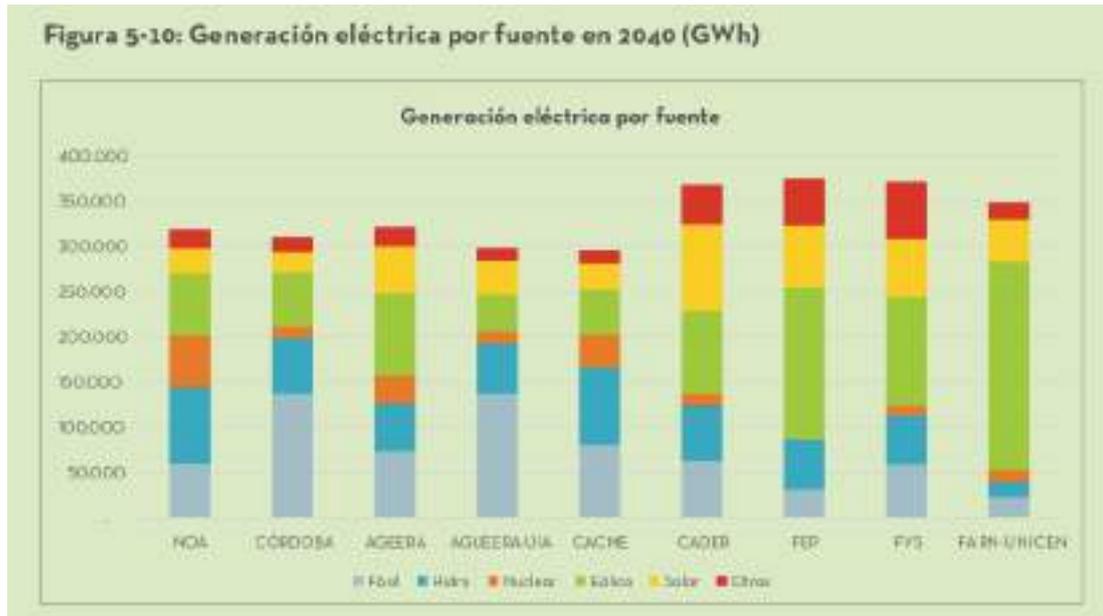
El marco regulatorio correspondiente, cuenta con objetivos muy ambiciosos ya que fija como meta principal, alcanzar el 8% de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables para fin de 2017, aumentando progresivamente hasta alcanzar el 20% de la matriz eléctrica hacia fin del año 2025.



Fuente: MEM

Si bien resulta difícil de pensar en alcanzar los objetivos planteados por la Ley en el corto plazo (dada la actual generación cercana al 6% ¹¹), el escenario de mediano y largo plazo, parecen resultar considerablemente más optimista. En esta misma línea, se puede contemplar y analizar las proyecciones de penetración de energías renovables en la matriz eléctrica para el año 2040. Aún las proyecciones más conservadoras (AGUEERA-UIA), pronostican una participación de fuentes renovables (solar y eólica) superior al 30% para dicho período.

¹¹ CAMMESA – Despacho Renovable



Fuente: Escenarios Energéticos Argentina 2040

En tanto, de acuerdo a la Ley 27.191, las tecnologías consideradas como “fuentes renovables de generación eléctrica”, son las siguientes:

- Eólica
- Solar (fotovoltaica y térmica)
- Geotérmica
- Mareomotriz
- Undimotriz
- Biomasa
- Biogás / Biogás a partir de residuos sólidos urbanos (RSU)
- Biocombustibles (excepción de los usos previstos en la Ley 26.093)
- Pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (PAH) de hasta 50 MW

De acuerdo a lo establecido por la normativa vigente, “todos” los usuarios de energía eléctrica de la República Argentina deberán contribuir con el cumplimiento de los objetivos planteados, siempre que se encuentren conectados al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Esto incluye también a los grandes usuarios (GUMA, GUME, GUDIs) con demandas de potencia igual o mayor a los 300 kW, deberán cumplir efectiva e individualmente con los objetivos establecidos por la Ley.

Bajo este concepto de GU, en la Argentina se estimaba que existían alrededor de 7.500 demandas, de este tipo, que deberían también cumplir efectiva e individualmente con los requerimientos de la Ley 27.191. Esto se considera teniendo en cuenta a los Grandes Usuarios Mayores (GUMAs), Grandes Usuarios Menores (GUMEs) y Grandes Usuarios de la

Distribuidora (GUDIs). Tanto los GUMAs como los GUMEs son usuarios que se encuentran en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), mientras que los GUDIs no forman parte del mismo, estando dentro del área de concesión de Distribuidoras de Energía Eléctrica.

Luego, bajo los cambios introducidos por la Resolución 281-E2017, dicho listado se vio modificado ya que se introdujo el concepto de potencia media:

$$P_{\text{med anual}} = \frac{\text{Energía}_{\text{año anterior}}}{\text{año anterior}} \geq 300 \text{ kW} \rightarrow \text{GUH}$$

$$\text{HS totales}_{\text{año anterior}}$$

Así, el listado total de Usuarios que “cumplen” con los requerimientos para ser categorizados como Grandes Usuarios Habilitados (GUH) se redujo a 2100.

Esto cambio sutil tuvo grandes implicancias al modificar la potencia contratada por la potencia media utilizada y no por la requerida por los procedimientos, para ser GUMAS o GUMES.

Es importante describir brevemente las características que deben cumplir las demandas para poder ser categorizados bajo las diversas nomenclaturas:

GUMA: Grandes Usuarios Mayores

- Potencia Mínima Demandada: 1 MW
- Tienen relación directa con CAMMESA

GUME: Grandes Usuarios Menores

- Potencia Mínima Demandada: 30 kW
- Potencia Máxima Demandada: 2000 kW

GUDI: Grandes Usuarios de la Distribuidora

- Compran su abastecimiento a través de la distribuidora
- Potencia Mínima Demandada: 300 kW
- No tienen relación directa con CAMMESA

Este cambio de definición, tiene en cuenta no solo la potencia contratada, sino que divide el consumo total anual por las horas del año (8760 horas) y si dicho resultado es igual o superior a 300 kW, entonces se lo considera un Gran Usuario Habilitado (GUH).

Considerándose los 300 KW como una “potencia media” ponderada con el consumo anual, mientras que el “1 MW” del GUMA o $30 \text{ KW} < \text{GUME} < 2 \text{ MW}$, son “potencias pico” de demanda.

Si bien las obligaciones legales son muy claras y fijan objetivos muy ambiciosos, La “estructura contractual” de abastecimiento de un GUH (sin importar las características), se puede resolver por distintas alternativas de cumplimiento:

1. Compra conjunta (CC)
2. Contrato entre privados (PPAs), bajo la órbita del MATER (Resol 281E)
3. Autogeneración (AG)

La alternativa más simple y que no implica mayores modificaciones, es mantenerse en la compra conjunta.

La compra conjunta consiste en adquirir el porcentaje correspondiente de energía renovable al período mediante la compra a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA).

A su vez, CAMMESA realiza licitaciones públicas para seleccionar proyectos de diversas tecnologías y de este modo contar con energía renovable en la matriz. Los procesos licitatorios correspondientes son los programas denominados RenovAr, los cuales serán desarrollados en detalle más adelante.

Adicionalmente, al mantenerse en la compra conjunta, los grandes usuarios no deberán someterse a una fiscalización anual por parte del estado, para auditar el porcentaje de energías renovables pautado por la Ley 27.191, ya que el gobierno no puede aplicar multas u obligaciones que él mismo no puede cumplir.

Si bien el listado de GUH se encuentra conformado por grandes usuarios mayores (GUMAs), grandes usuarios menores (GUMEs) y grandes usuarios de las distribuidoras (GUDIs); estos últimos no deberán (no están obligados, pero lo podrían realizar) proceder al traspaso al Mercado Eléctrico Mayorista, en caso de decidir mantenerse en la compra conjunta.

Para poder acceder a las dos alternativas restantes, los grandes usuarios habilitados deberán optar expresamente por salir de la compra conjunta y resolver su situación particular de forma tal de cumplir con los requisitos mínimos que establece la Ley.

La segunda alternativa consiste en la celebración de contratos privados de compra de energía renovable, denominados PPA (power purchase agreement), con generadores de origen renovable o comercializadores de energía eléctrica.

Esta alternativa se encuentra en pleno desarrollo bajo el mercado a término de energías renovables (MATER) y quienes se perfilan como los líderes del mercado son las grandes empresas generadoras del país (principalmente con activos térmicos en operación). Dichas compañías han contemplado y entendido el gran potencial de las energías renovables y han desarrollado o bien integrado nuevas áreas de negocio con el fin de explotar los diversos negocios que se presentan bajo las energías renovables.

Para poder obtener la prioridad de despacho en el marco del MATER, se realizan “licitaciones” trimestrales con el fin de acceder a la capacidad de despacho (denominadas, “Solicitudes de capacidad de despacho”) en las distintas zonas y redes eléctricas del país, capacidad que se publica previamente por PDI (punto de interconexión). En caso de existir capacidad ociosa y no existir conflicto de intereses, el proyecto (s) obtiene la capacidad correspondiente y cuenta con un período determinado para construir el parque correspondiente.

En el caso que la capacidad de despacho sea limitada y/o existan varios proyectos solicitando una capacidad de despacho determinada en un corredor eléctrico, se procede a realizar un desempate para definir la selección de el/los proyecto (s) ganador (es).

La metodología de desempate es la siguiente:

- Fecha de habilitación comercial (>60 días)
- Factor de capacidad (determinado por un reporte de producción energética, RPE, independiente)
- Solicitud de beneficios fiscales

En el caso de que los proyectos empaten en todos los escenarios previamente detallados, se procederá a un desempate por sorteo.

Dado que el mercado a término está demostrando un gran nivel de interés y la capacidad de transmisión se considera un “cuello de botella” en el país, los desarrolladores de los

Optimización de competitividad y certeza de costos futuros: Integración de una solución de autogeneración renovable con el mercado a término para un gran usuario en el sector agropecuario

proyectos se encuentran demostrando estrategias muy agresivas en tiempos de construcción, siendo lógicamente las zonas con mayores recursos las más codiciadas.

Las tecnologías que se consolidan en el MATER, son principalmente la energía solar FV y la energía eólica, al ser las que presentan ofertas más competitivas de contratos de PPA, incluso menores a la compra conjunta.

La tercer y última alternativa consiste en la autogeneración por parte de los grandes usuarios de energía eléctrica. A su vez, la autogeneración puede ser in-situ (denominada detrás del medidor) o bien se puede generar energía eléctrica en un punto A, transportar dicha energía y consumir la misma en un punto B. Esta última metodología, debería proceder a la solicitud de prioridad de despacho bajo el MATER ya que se solicitaría capacidad en las líneas de transmisión.

En cambio, **la alternativa de autogeneración detrás del medidor tiene como solución interesante que no “disputa” por la capacidad ociosa de las líneas de transmisión y en cierta forma, se la puede considerar como una acción de eficiencia energética.**

Las últimas dos alternativas (contrato entre privados y autogeneración), se ven sometidas a fiscalización por parte del estado al haber optado por ejercer la salida de la compra conjunta.



Fuente: MINEM

Por supuesto, todas las alternativas, cuentan con sus ventajas y desventajas asociadas y los usuarios finales serán quienes deberán definir la estrategia más acorde a sus necesidades y conveniencia.

A continuación, se muestra una pequeña tabla comparativa contemplando objetivamente las bondades de cada una de las alternativas posibles, sin tener en cuenta los aspectos estrictamente económicos.

	Compra Conjunta	Contratos entre privados	Autogeneración
Fiscalización y penalización anual	NO	SI	SI
Inversión	NO	NO	SI
Contrato a LP	NO	SI	NO
RSE	NO	NO	SI
Cargos por transporte y distribución	SI	SI	NO
Cargos de comercialización y Administración	SI	NO	NO

En el caso de que el gran usuario decida no ejercer su derecho de “salida” (opt-out), el GUH quedará automáticamente registrado bajo el esquema de compra conjunta de energía renovable. Es decir, esta es la opción por defecto.

Sin embargo, si el gran usuario habilitado decida ejercer su derecho de opt-out para así recaer en cualquiera de las otras dos posibilidades legales, el GUH no podrá regresar al mercado de compra conjunta por un determinado periodo de tiempo. La opción de salida puede ejercerse dos veces por año y es efectiva por al menos 5 años y por toda la obligación legal. Pasados los 5 años pueden luego volver a la compra conjunta sin costo.

En tanto, si se decide optar por la firma de un contrato privado con un generador (PPA) o bien desarrollar un proyecto de autogeneración y el gran usuario es un gran usuario de la distribuidora (GUDI), el mismo debe migrar al mercado mayorista, según sus especificaciones de potencia y consumo, lo cual determinará si se inscribe como un GUME o un GUMA.

Una posibilidad complicada y difícilmente aplicable, sería si un GUH decide ejercer su derecho de opt-out y luego no cumple con un contrato entre privados o bien tampoco avanza con el desarrollo de un proyecto de auto consumo; entonces, esta sería la única forma en la que se sancionaría al gran usuario habilitado con una multa muy elevada. En caso de incumplimiento, los grandes usuarios deberán abonar los faltantes a un precio equivalente al costo variable de producción de energía eléctrica cuya fuente de combustible sea el gasoil importado, utilizando el promedio ponderado de los 12 meses del año calendario anterior a la fecha del incumplimiento. Este valor se calcula que es aproximadamente 3 veces mayor a los costos promedios de generación.

Afortunadamente, las obligaciones de la ley también se encuentran asociadas a beneficios fiscales e impositivos con el fin de “aliviar” la presión y mejorar las ofertas económicas y los retornos de los proyectos de generación renovable. Dichos beneficios son aplicables a cualquiera de las 3 metodologías de cumplimiento:

- Contratos con el estado a 20 años mediante licitaciones denominadas RenovAr
- Proyectos de generación privada dentro del contexto MATER (Mercado a Término de Energías Renovables)
- Proyectos de autogeneración

Dentro de los beneficios fiscales asociados a la Ley 27.191, se encuentran los siguientes:

- Impuesto al Valor Agregado (IVA)

Devolución anticipada del impuesto en la etapa de construcción.

- Amortización acelerada de bienes/obras relativos a la actividad promovida

Amortización acelerada de: bienes muebles adquiridos, elaborados, fabricados o importados y de obras de infraestructura.

- Compensación de quebrantos con ganancias

Se extiende el plazo para la compensación de quebrantos hasta 10 años.

- Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta

Los bienes afectados a la actividad promovida no integrarán la base de imposición desde el principio efectivo de ejecución hasta el 8vo. ejercicio inclusive, desde la puerta en marcha del proyecto.

- Exención de impuestos sobre la distribución de dividendos

La distribución de dividendos o utilidades no quedarán alcanzados por el impuesto a las ganancias a la alícuota del 10%, en la medida en que sean reinvertidos en nuevos proyectos de infraestructura en el país.

- Certificado fiscal

Equivalente al 20% del monto de componente nacional, excluida la obra civil (debe acreditarse el 60% de componente nacional, el que puede reducirse hasta el 30% en la medida que se pruebe la inexistencia de producción local). El certificado puede cederse por única vez.

- Incrementos fiscales

Los aumentos de tributos pueden transferirse al precio, siempre y cuando no se trate de tributos específicos de la actividad, hasta el 31/12/2025.

- Exención de derechos de importación

Para los generadores (titulares de proyecto) y para los fabricantes de bienes de capital (en la medida que no exista producción nacional) vinculados con proyectos de energías renovables; siempre que el importador sea el destinatario del bien. Hasta el 31 de diciembre de 2018 (únicamente para sistemas solares FV). Este último beneficio, fue modificado mediante la Resolución General 4350/2018 de la Dirección General de Aduanas y habilita la importación de paneles solares fotovoltaicos sin arancel de importación para cualquier perfil de usuario.

PERFIL DEL GRAN USUARIO HABILITADO

El gran usuario habilitado tomado como caso para este trabajo cuenta con una potencia contratada de 1300 kW total, entre los 10 sistemas de riego por pivot y los servicios auxiliares.

En tanto, se considera que el establecimiento ha realizado una consultoría de eficiencia energética por lo que tanto los artefactos instalados como sus potencias respectivas, se encuentran optimizadas para los usos y aplicaciones correspondientes.

La potencia contratada es de tal magnitud debido principalmente a los requisitos energéticos y de simultaneidad, principalmente, en los meses de riego intensivo.

Sin embargo, en este caso particular, la estacionalidad del consumo es un factor muy importante ya que la demanda de energía se concentra mayoritariamente en los meses de primavera-verano-otoño, reduciéndose considerablemente durante los meses invernales.

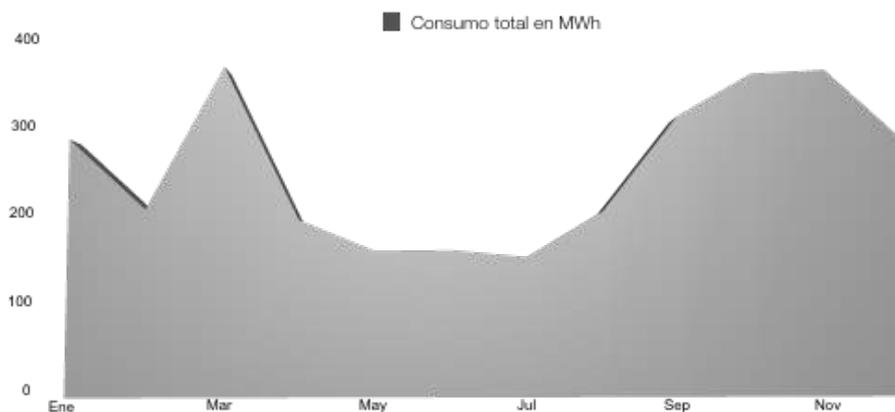
Esto se debe principalmente a las características de los cultivos que se producen en el establecimiento, la humedad requerida por los mismos y el perfil de precipitaciones de la zona geográfica en cuestión.

El emprendimiento agrícola-ganadero se encuentra cercano a la localidad de Quines, Provincia de San Luis. Como ya se ha expuesto, el clima de la zona es cálido y subtropical con un régimen de lluvias marcadamente estacional, produciéndose la mayor cantidad durante los meses de verano (cuando existe también mayor evapotranspiración).

En base a las condiciones climáticas mencionadas, a los cultivos producidos y a la demanda energética requerida por el establecimiento, a continuación, se puede observar el detalle de consumo eléctrico desglosado mensualmente y por horarios de consumo.

Mes	Pico	Valle	Resto	Total	Porcentaje
Enero	51	66	155	272	9 %
Febrero	33	42	123	198	7 %
Marzo	63	90	198	351	12 %
Abril	39	45	103	187	6 %
Mayo	18	35	101	154	5 %
Junio	24	36	95	155	5 %
Julio	20	38	90	148	5 %
Agosto	20	38	156	197	7 %
Septiembre	51	72	177	300	10 %
Octubre	61	87	199	347	12 %
Noviembre	61	84	207	352	12 %
Diciembre	48	66	165	279	9 %
Total (MWh)	489	699	1.769	2.940	100 %

Con el fin de lograr una mayor comprensión de la estacionalidad de consumo, a continuación, se puede observar gráficamente la distribución del requerimiento eléctrico.



Fuente: Elaboración propia

De esta forma, se puede observar muy claramente la marcada estacionalidad en el consumo eléctrico del establecimiento rural.

En tanto, dado que el gran usuario cuenta con una potencia contratada de 1300 kW y su consumo anual es de 2940 MWh, entonces se puede inferir mediante una división muy sencilla (consumo anual dividido por la cantidad de horas en el año) que su potencia promedio anual es de 335 kW, lo que lo convierte en un Gran Usuario Habilitado y por lo tanto debe cumplir efectiva e individualmente con los objetivos crecientes establecidos en la Ley 27.191.

Originalmente, el establecimiento contaba con un contrato directo con la distribuidora (GUDI) bajo la categoría T2MT33 Riego, donde la misma desglosaba los cargos mensuales de la siguiente manera:

- Cargo de comercialización
- Cargo por consumo de potencia
- Cargo por uso de red
- Energía pico
- Energía Resto
- Energía Valle
- IVA (27%)
- Contribución municipal (6,4%)
- Percepción ingresos brutos (6%)

Descriptos los componentes de la facturación, se pueden sacar varias conclusiones importantes.

En primer lugar, el cargo por la potencia contratada es uniforme al largo del año (costo fijo), sin importar si se utiliza o no.

El cargo variable con respecto a la potencia, es el denominado cargo por uso de red y sí oscila en torno al uso de la potencia registrada.

La categoría T2MT33 Riego cuenta con una de las mayores tarifas del cuadro tarifario, únicamente superada por una categoría similar de una menor tensión (13.2 kV)

Optimización de competitividad y certeza de costos futuros: Integración de una solución de autogeneración renovable con el mercado a término para un gran usuario en el sector agropecuario

Tarifa T2 - Usuarios con Potencia mayor a 10kW	Unidad	Detalle de la Distribución																
		Potencia < 10kW								Potencia > 10kW								
		T1.01	T2.01.01	T1.01.01	T1.01.11	T1.01.11 Pico	T1.01.01	T1.01.21	T1.01.11	T1.01.11	T1.01	T2.01.01	T1.01.01	T1.01.11	T1.01.11 Pico	T1.01.01	T1.01.11	
Cargo Comercialización (2019)	(\$/kWh)	0,00	0,00	0,00							0,00	0,00	0,00					
Cargo Comercial > 10kW	(\$/kWh/mes)	67,120	67,120	67,120							67,120	67,120	67,120					
Cargo Comercial	(\$/kWh/mes)				1,00,000	1,00,000	1,00,000	1,00,000	1,00,000	1,00,000				1,00,000	1,00,000	1,00,000	1,00,000	
Cargo por uso de red	(\$/kWh/mes)	12,238	9,562	9,570	15,058	15,058	15,110	15,110	4,792	25,170	12,238	9,562	9,570	15,058	15,058	15,110	15,110	
Cargo por Consumo Potencia	(\$/kWh/mes)	10,871	119,802	119,798	11,238	10,174	11,138	10,022	11,138	10,448	10,871	119,802	119,798	11,238	10,174	11,138	10,022	11,138
Cargo por Consumo de Energía en la Pico	(\$/kWh)	4,413	4,414	4,127	4,127	4,407	4,302	4,310	4,409	4,422	4,413	4,414	4,127	4,127	4,407	4,302	4,310	4,409
Cargo por Consumo de Energía en la Valle	(\$/kWh)	4,221	4,273	4,248	4,248	4,242	4,241	4,242	4,242	4,242	4,221	4,273	4,248	4,248	4,242	4,241	4,242	4,242
Cargo por Consumo de Energía en la Valle	(\$/kWh)	4,000	3,949	3,939	3,940	3,939	3,939	3,939	3,939	3,939	4,000	3,949	3,939	3,939	3,939	3,939	3,939	3,939

Fuente: Cuadro tarifario EDESAL

Por último, se puede apreciar que la tarifa final no se compone únicamente por la generación eléctrica, el transporte y el valor agregado de la distribución (VAD), sino que adicionalmente sufre una carga impositiva cercana al 40%.

De acuerdo a las últimas facturas eléctricas recibidas por el gran usuario mientras permanecía como GUDI, el cargo total de la facturación se componía por las siguientes variables y porcentajes de la tarifa final (share de participación):

- Cargo de comercialización = 0.1%
- Cargo por consumo de potencia = 4%
- Cargo por uso de red = 7.8%
- Energía pico = 15.3%
- Energía Resto = 30.6%
- Energía Valle = 13.7%
- IVA (27%) = 19.3%
- Contribución municipal (6,4%) = 4.6%
- Percepción ingresos brutos (6%) = 4.6%

ALTERNATIVAS DE CUMPLIMIENTO

A) COMPRA CONJUNTA

El proceso licitatorio mediante el cual el Estado, en cabeza de CAMMESA, celebra contratos de abastecimiento de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, es denominado RenovAr.

Dichos contratos con el estado son a 20 años, en dólares (americanos) y cuentan con determinados factores de incentivo y ajuste por lo que los valores a los cuales se adjudican, no resultan fijos a lo largo de la celebración del contrato correspondiente.

La primer licitación se realizó a fin del año 2016 y hasta el 2018 inclusive, se han celebrado 3 rondas RenovAr (RenovAr 1, RenovAr 1.5 y RenovAr 2). En la totalidad de los concursos, se han adjudicado un total de 147 proyectos de diversas tecnologías y representan una potencia total de 4466,5 MW.

De las 147 adjudicaciones, la tecnología de los proyectos se compone de la siguiente manera:

- 34 proyectos eólicos por una potencia total de 2466,2 MW
- 41 proyectos solares FV por un total de 1732,4 MW
- 18 proyectos de biomasa por 157,7 MW
- 37 proyectos de biogás por un total de 64,9 MW
- 14 proyectos hidroeléctricos de baja potencia por un total de 32,1 MW
- 3 proyectos de biogás a partir de RSU por una potencial total de 13,1 MW

Sin embargo, de los 147 proyectos adjudicados, 4 de los mismos (correspondientes a la Ronda 2 de RenovAr), se encuentran en proceso de rescisión por no haber celebrado sus respectivos PPA en el plazo que fijó la Secretaría de Energía. Entre los proyectos descartados, se encuentra 1 parque solar (20 MW), 2 proyectos de biomasa (12,9 MW y 3 MW) y 1 emprendimiento de biogás de 1 MW. De esta manera, la cantidad de proyectos adjudicados y en distintos niveles de avance, son un total de 143, por una potencia 4429,6 MW.

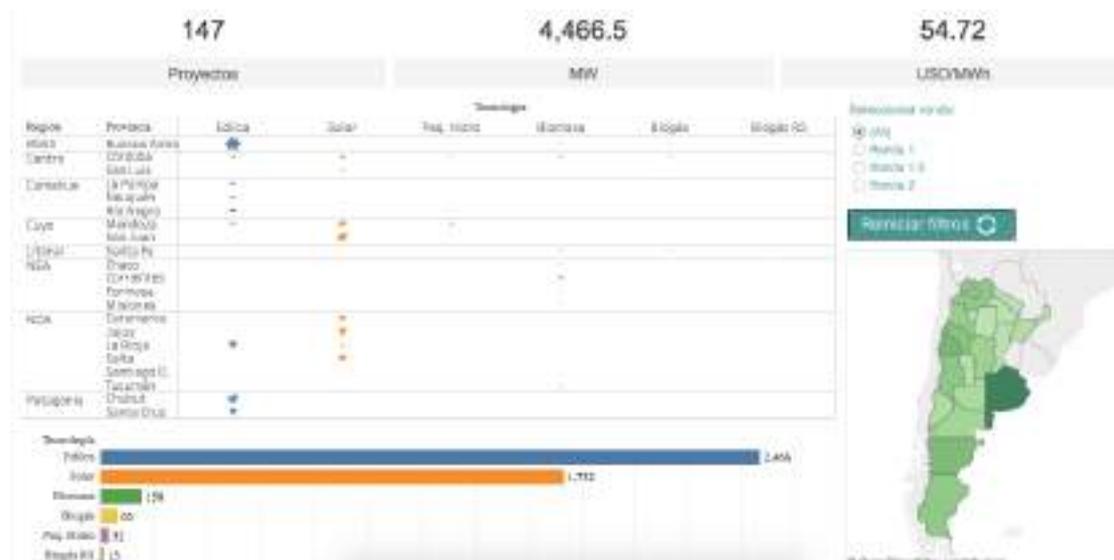
Claramente, las tecnologías con mayor participación dentro de los contratos celebrados, son la energía eólica y la solar fotovoltaica (FV). Si bien el país cuenta con recursos renovables envidiables en todos los espectros de la generación renovable, se podría considerar que las

Optimización de competitividad y certeza de costos futuros: Integración de una solución de autogeneración renovable con el mercado a término para un gran usuario en el sector agropecuario

tecnologías con mayor penetración dentro del programa RenovAr se debe básicamente a los costos normalizados de energía eléctrica.

La totalidad de los proyectos, divididos en 6 tecnologías completamente distintas, se distribuyen prácticamente en la totalidad de las Provincias Argentinas, ya que se encuentran en 22 de las 24 Provincias del País.

Considerando los 3 procesos licitatorios y todas las tecnologías ofertadas, se alcanzó un precio promedio ponderado de la firma de contratos de u\$s 54,72 / MWh.



Fuente: MINEM

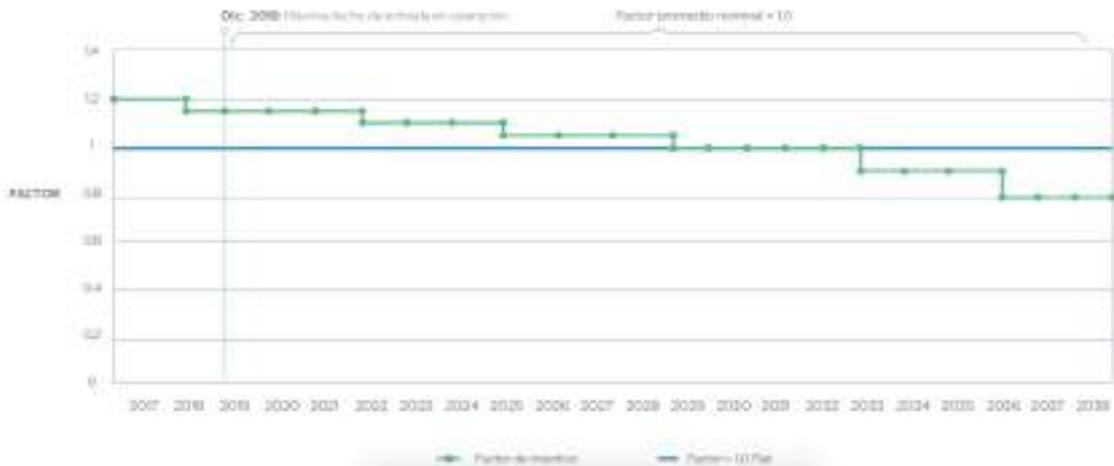
Se debe aclarar que se considera que los proyectos seleccionados se encuentran optimizados (en términos técnico-económicos) y que se ejecutarán en las condiciones óptimas.

Sin embargo, el precio ponderado que abona CAMMESA, no será el precio final que se le trasladará a los usuarios que decidan mantenerse en la compra conjunta.

En primer lugar, se le deben adicionar los factores de ajuste e incentivos planteados en los Anexos 8 y 9 de la Resolución 136/16.

Año de Producción	Factor de Ajuste Anual
1	1.0171
2	1.0344
3	1.0521
4	1.0701
5	1.0883
6	1.1069
7	1.1258
8	1.1450
9	1.1646
10	1.1845
11	1.2047
12	1.2253
13	1.2462
14	1.2675
15	1.2891
16	1.3111
17	1.3335
18	1.3563
19	1.3794
20	1.4030

Fuente: Factor de ajuste inflacionario acorde a la Resolución 136/16 - Anexo 8 - Plan de Energías Renovables - MINEM



Fuente: Factor de incentivos de acuerdo a Resolución 136/16 - Anexo 9 - Plan de Energías Renovables - MINEM

A lo anterior, se le deben agregar los cargos de comercialización y administración. Estos cargos se definirán en base a la magnitud del gran usuario ya que se encuentran definidas dos escalas de consumidores (mayores y menores a 20 MW de potencia). Asimismo, se debe adicionar en la ecuación, el costo relacionado con el transporte (estimado en u\$s 2 / MWh).

Cargo de Comercialización APLICADO en u\$s/MWh					
Pmedia Mes [MW] = Energía mes / hs mes	2017- 2018	2019 - 2020	2021 - 2022	2023 - 2024	2025 - 2030
50	0	6.0	10.0	14.0	18.0
20	0	6.0	10.0	14.0	18.0
10	0	3.6	6.0	8.4	10.8
5	0	2.4	4.0	5.6	7.2
1	0	1.4	2.4	3.4	4.3
0.5	0	1.3	2.2	3.1	4.0

Cargo de Administración en u\$s/MWh				
2017-2018	2019 - 2020	2021 - 2022	2023 - 2024	2025 - 2030
0	0.05	0.05	0.05	0

Fuente: AGUEERA – Seminarios UIA

En el caso particular del emprendimiento agrícola-ganadero que cuenta con una potencia contratada equivalente a 1.3 MW y una potencia media de 0.33 MW, claramente se encuadra en la clasificación de grandes usuarios con menor potencia. Por lo tanto, si se consideran todos los factores previamente detallados, el precio a abonar a CAMMESA por mantenerse en la compra conjunta sería de aproximadamente u\$s 76-80 / MWh.

Año	2018	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	%
Promedio RenovAr	\$ 54,72	\$ 54,72	\$ 54,72	\$ 54,72	\$ 54,72	\$ 54,72	\$ 54,72	\$ 54,72	\$ 54,72	\$ 54,72	\$ 54,72	\$ 54,72	68,58 %
Factor de Ajuste	1,0171	1,0344	1,0521	1,0701	1,0883	1,1068	1,1258	1,145	1,1646	1,1845	1,2047	1,2253	7,33 %
Factor de Incentivo	1,15	1,15	1,15	1,1	1,1	1,1	1,05	1,05	1,05	1	1	1	7,58 %
Cargo de Comer	\$ 1,30	\$ 1,30	\$ 2,20	\$ 2,20	\$ 3,10	\$ 3,10	\$ 4	\$ 4	\$ 4	\$ 4	\$ 4	\$ 4	3,89 %
Cargo de Adm	\$ 0,05	\$ 0,05	\$ 0,05	\$ 0,05	\$ 0,05	\$ 0,05	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	0,06 %
Potencia	\$ 8	\$ 8	\$ 8	\$ 8	\$ 8	\$ 8	\$ 8	\$ 8	\$ 8	\$ 8	\$ 8	\$ 8	10,03 %
Transporte	\$ 2	\$ 2	\$ 2	\$ 2	\$ 2	\$ 2	\$ 2	\$ 2	\$ 2	\$ 2	\$ 2	\$ 2	2,61 %
Total	\$ 76,35	\$ 76,44	\$ 78,46	\$ 76,00	\$ 78,66	\$ 79,78	\$ 79,68	\$ 79,78	\$ 80,91	\$ 79,82	\$ 79,82	\$ 81,06	100,00 %

Fuente: Elaboración propia

Sin embargo, dichos valores no son los valores finales que abonará el cliente final ya que, a los costos de generación, cargos de comercialización, administración y transporte; se le debe adicionar los cargos de peaje de la distribuidora, como así también la carga impositiva correspondiente.

En el caso del PAFTT (Prestador Adicional de la Función Técnica del Transporte) correspondiente, EDESAL, los cargos por peaje local varían entre \$700-1080 / MWh (dependiendo si se trata de horario Pico, Resto o Valle). Los valores han sido dolarizados a un tipo de cambio de \$40 / 1 u\$s (con el fin de simplificar las cuentas), por lo que los valores correspondientes oscilan entre u\$s 18-25 / MWh.

Concepto	Unidades	Tarifa de Peaje															
		Potencia < 300kW								Potencia > 300kW							
		10:00	11:00-12:00	13:00-14:00	15:00-16:00	17:00-18:00	19:00-20:00	21:00-22:00	23:00-24:00	10:00	11:00-12:00	13:00-14:00	15:00-16:00	17:00-18:00	19:00-20:00	21:00-22:00	23:00-24:00
Carga General Inicial 2000	(kW/mes)	1070	1.070	1.070							1070	1.070	1.070				
Carga General > 300kW	(kW/mes)	147000	147.000	147.000							147000	147.000	147.000				
Carga General	(kW/mes)				1.46.930	1.46.930	1.46.930	1.46.930	1.46.930	1.46.930				1.46.930	1.46.930	1.46.930	1.46.930
Carga por Uso de la Red	(kW/mes)	132000	16.000	20700	41.000	40.000	30.000	30.000	41700	30.000	132000	16.000	20700	41.000	40.000	30.000	30.000
Carga por Consumo Potencia	(kW/mes)	21000	14.000	11.000	11.000	47.000	40.000	40.000	40.000	11.000	21000	14.000	11.000	11.000	47.000	40.000	40.000
Carga por Consumo de Energía en la Red	(kWh)	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Carga por Consumo de Energía en la Red	(kWh)	1000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Carga por Consumo de Energía en la Red	(kWh)	1070	1.070	1.070	1.070	1.070	1.070	1.070	1.070	1.070	1070	1.070	1.070	1.070	1.070	1.070	1.070

Fuente: Cuadro tarifario EDESAL

Por último, si el GUH se mantiene como GUDI, la carga impositiva asciende al 40% de la facturación (impuestos nacionales, provinciales y municipales). En cambio, si el GUH decide trasladarse al MEM (como GUME/GUMA/AG), la carga impositiva correspondiente al peaje de la distribuidora será la misma a la descrita anteriormente, mientras que la facturación correspondiente a CAMMESA (potencia y energía) se verán “afectadas” por los siguientes cargos:

- IVA Responsable Inscripto 27%
- IVA Percepción 3%
- Ley 24065: \$15,50 / MWh

De esta forma, se sugiere que la carga impositiva del MEM es menor al de la distribuidora ya que “solo” asciende al 31%.

Por lo tanto, el precio final de la energía renovable, con todos los cargos expuestos, en caso de que el GUH (Gran usuario del Mercado Eléctrico Mayorista) decida mantenerse en la compra conjunta, sería de aproximadamente (considerando una tarifa de peaje promedio de u\$s 22) u\$s 98 / MWh más impuestos (en el caso más

conservador). Si se desea considerar la tarifa final a abonar por el gran usuario en caso de mantenerse en la compra conjunta, la tarifa final en la zona de San Luis (ponderando la carga impositiva del MEM y de EDESAL) ascendería prácticamente a los u\$s 130 / MWh. (Ver Anexo II)

B) PPA Privado

Como se ha comentado anteriormente, los proyectos que se decidan ofrecer en el marco del mercado a término de energías renovables, es decir, mediante un PPA privado, deberán contar con una prioridad de despacho asignada bajo el régimen correspondiente.

Hasta la fecha, se han realizado 5 “licitaciones” de acceso a la capacidad de transporte: la primera en noviembre de 2017, la segunda en marzo de 2018, luego una en junio, una en septiembre de 2018 y la última (que ha fracasado) en diciembre de 2018.

En el primer acceso a la capacidad de transporte, se adjudicaron un total de 9 proyectos por un total de 273 MW, de los cuales 6 proyectos por una sumatoria de 247 MW corresponden a tecnología eólica y los restantes 3 proyectos suman un total de 26 MW con tecnología solar fotovoltaica.

Fecha de Asignación	Proyecto	Beneficiaria beneficiaria	Potencia Asignada (MW)	FFV	FEI	FEI DEPENDENCIA	CONDICION	PROVINCIA	Observación	FEI
17 Nov 2017	RE BELLA VISTA	PARQUE EOLICO DEL FINCA PUNTO BLANCO S.A.	38	100	100	LINEA 100 KV SANTA BLANCA - PUNTO NEGRO - COCHABAMBA	CONDICION	SANTA BLANCA	Asignado por Resolución de Dependencia	100
17 Nov 2017	RE LA CALABAZA II	ENERGIA SUR S.A.	34,70	100	100	CONDICION	CONDICION	SANTA BLANCA	Asignado por Resolución de Dependencia	100
17 Nov 2017	RE PUNTO NEGRO	ENERGIA SUR S.A.	50,4	100	100	CONDICION	CONDICION	SANTA BLANCA	Asignado por Resolución de Dependencia	100
17 Nov 2017	RE SANANTONIO DE LOS RIOS	IMP. INDUSTRIAL ELECTRICAS S.A.	66	100	100	LINEA 100 KV BOLIVIA - PUNTO NEGRO - COCHABAMBA	CONDICION	COCHABAMBA	Asignado por Resolución de Dependencia	100
17 Nov 2017	RE TAPACHO II	ENERGIA SUR S.A.	34	100	100	CONDICION	CONDICION	SANTA BLANCA	Asignado por Resolución de Dependencia	100
17 Nov 2017	RE TAPACHO III	ENERGIA SUR S.A.	34,7	100	100	CONDICION	CONDICION	SANTA BLANCA	Asignado por Resolución de Dependencia	100
17 Nov 2017	RE TAPACHO IV	ENERGIA SUR S.A.	34,7	100	100	CONDICION	CONDICION	SANTA BLANCA	Asignado por Resolución de Dependencia	100
17 Nov 2017	RE TAPACHO V	ENERGIA SUR S.A.	34,7	100	100	CONDICION	CONDICION	SANTA BLANCA	Asignado por Resolución de Dependencia	100
17 Nov 2017	RE TAPACHO VI	ENERGIA SUR S.A.	34,7	100	100	CONDICION	CONDICION	SANTA BLANCA	Asignado por Resolución de Dependencia	100
17 Nov 2017	RE TAPACHO VII	ENERGIA SUR S.A.	34,7	100	100	CONDICION	CONDICION	SANTA BLANCA	Asignado por Resolución de Dependencia	100
17 Nov 2017	RE TAPACHO VIII	ENERGIA SUR S.A.	34,7	100	100	CONDICION	CONDICION	SANTA BLANCA	Asignado por Resolución de Dependencia	100
17 Nov 2017	RE TAPACHO IX	ENERGIA SUR S.A.	34,7	100	100	CONDICION	CONDICION	SANTA BLANCA	Asignado por Resolución de Dependencia	100

Fuente: MINEM

Asimismo, en la “licitación” celebrada en el mes de marzo 2018, se adjudicaron un total de 18 proyectos por una potencia de 443 MW, de los cuales 351 MW son de energía eólica y “solamente” 92 MW solar FV.

Fecha de Asignación	Proyecto	Beneficiaria beneficiaria	Potencia Asignada (MW)	FFV	FEI	FEI DEPENDENCIA	CONDICION	PROVINCIA	Observación	FEI
17 Nov 2017	RE LA CALABAZA I	ENERGIA SUR S.A.	14,7	100	100	CONDICION	CONDICION	SANTA BLANCA	Asignado por Resolución de Dependencia	100
17 Nov 2017	RE LA CALABAZA II	ENERGIA SUR S.A.	14,7	100	100	CONDICION	CONDICION	SANTA BLANCA	Asignado por Resolución de Dependencia	100
17 Nov 2017	RE LA CALABAZA III	ENERGIA SUR S.A.	14,7	100	100	CONDICION	CONDICION	SANTA BLANCA	Asignado por Resolución de Dependencia	100
17 Nov 2017	RE LA CALABAZA IV	ENERGIA SUR S.A.	14,7	100	100	CONDICION	CONDICION	SANTA BLANCA	Asignado por Resolución de Dependencia	100
17 Nov 2017	RE LA CALABAZA V	ENERGIA SUR S.A.	14,7	100	100	CONDICION	CONDICION	SANTA BLANCA	Asignado por Resolución de Dependencia	100
17 Nov 2017	RE LA CALABAZA VI	ENERGIA SUR S.A.	14,7	100	100	CONDICION	CONDICION	SANTA BLANCA	Asignado por Resolución de Dependencia	100
17 Nov 2017	RE LA CALABAZA VII	ENERGIA SUR S.A.	14,7	100	100	CONDICION	CONDICION	SANTA BLANCA	Asignado por Resolución de Dependencia	100
17 Nov 2017	RE LA CALABAZA VIII	ENERGIA SUR S.A.	14,7	100	100	CONDICION	CONDICION	SANTA BLANCA	Asignado por Resolución de Dependencia	100
17 Nov 2017	RE LA CALABAZA IX	ENERGIA SUR S.A.	14,7	100	100	CONDICION	CONDICION	SANTA BLANCA	Asignado por Resolución de Dependencia	100
17 Nov 2017	RE LA CALABAZA X	ENERGIA SUR S.A.	14,7	100	100	CONDICION	CONDICION	SANTA BLANCA	Asignado por Resolución de Dependencia	100
17 Nov 2017	RE LA CALABAZA XI	ENERGIA SUR S.A.	14,7	100	100	CONDICION	CONDICION	SANTA BLANCA	Asignado por Resolución de Dependencia	100
17 Nov 2017	RE LA CALABAZA XII	ENERGIA SUR S.A.	14,7	100	100	CONDICION	CONDICION	SANTA BLANCA	Asignado por Resolución de Dependencia	100
17 Nov 2017	RE LA CALABAZA XIII	ENERGIA SUR S.A.	14,7	100	100	CONDICION	CONDICION	SANTA BLANCA	Asignado por Resolución de Dependencia	100
17 Nov 2017	RE LA CALABAZA XIV	ENERGIA SUR S.A.	14,7	100	100	CONDICION	CONDICION	SANTA BLANCA	Asignado por Resolución de Dependencia	100
17 Nov 2017	RE LA CALABAZA XV	ENERGIA SUR S.A.	14,7	100	100	CONDICION	CONDICION	SANTA BLANCA	Asignado por Resolución de Dependencia	100
17 Nov 2017	RE LA CALABAZA XVI	ENERGIA SUR S.A.	14,7	100	100	CONDICION	CONDICION	SANTA BLANCA	Asignado por Resolución de Dependencia	100
17 Nov 2017	RE LA CALABAZA XVII	ENERGIA SUR S.A.	14,7	100	100	CONDICION	CONDICION	SANTA BLANCA	Asignado por Resolución de Dependencia	100
17 Nov 2017	RE LA CALABAZA XVIII	ENERGIA SUR S.A.	14,7	100	100	CONDICION	CONDICION	SANTA BLANCA	Asignado por Resolución de Dependencia	100
17 Nov 2017	RE LA CALABAZA XIX	ENERGIA SUR S.A.	14,7	100	100	CONDICION	CONDICION	SANTA BLANCA	Asignado por Resolución de Dependencia	100
17 Nov 2017	RE LA CALABAZA XX	ENERGIA SUR S.A.	14,7	100	100	CONDICION	CONDICION	SANTA BLANCA	Asignado por Resolución de Dependencia	100

Fuente: MINEM

En tanto, en la tercer asignación de prioridad de despacho, se otorgó prioridad de despacho a un total cercano a los 293 MW. Los mismos se componen por 5 parques eólicos y una potencia de 228 MW y 9 parques solares por un total de 65 MW.

Optimización de competitividad y certeza de costos futuros: Integración de una solución de autogeneración renovable con el mercado a término para un gran usuario en el sector agropecuario

Proyecto	Empresa	Capacidad (MW)	Fecha de Inicio	Fecha de Fin	Estado	Región	Asignación	Impacto
PE-001-2018	EL MANCORA DE LOS LLANOS	10	2018	2018	Asignado	LA MOYNA	Asignado	Asignado
PE-002-2018	EL MANCORA DE LOS LLANOS	10	2018	2018	Asignado	LA MOYNA	Asignado	Asignado
PE-003-2018	EL MANCORA DE LOS LLANOS	10	2018	2018	Asignado	LA MOYNA	Asignado	Asignado
PE-004-2018	EL MANCORA DE LOS LLANOS	10	2018	2018	Asignado	LA MOYNA	Asignado	Asignado
PE-005-2018	EL MANCORA DE LOS LLANOS	10	2018	2018	Asignado	LA MOYNA	Asignado	Asignado
PE-006-2018	EL MANCORA DE LOS LLANOS	10	2018	2018	Asignado	LA MOYNA	Asignado	Asignado
PE-007-2018	EL MANCORA DE LOS LLANOS	10	2018	2018	Asignado	LA MOYNA	Asignado	Asignado
PE-008-2018	EL MANCORA DE LOS LLANOS	10	2018	2018	Asignado	LA MOYNA	Asignado	Asignado
PE-009-2018	EL MANCORA DE LOS LLANOS	10	2018	2018	Asignado	LA MOYNA	Asignado	Asignado
PE-010-2018	EL MANCORA DE LOS LLANOS	10	2018	2018	Asignado	LA MOYNA	Asignado	Asignado

Fuente: MINEM

En la cuarta asignación de capacidad de transporte, se asignaron un total de 8 proyectos (7 solares FV y 1 eólico) por una potencia total de 155 MW.

Proyecto	Empresa	Capacidad (MW)	Fecha de Inicio	Fecha de Fin	Estado	Región	Asignación	Impacto
PE-011-2018	EL MANCORA DE LOS LLANOS	10	2018	2018	Asignado	LA MOYNA	Asignado	Asignado
PE-012-2018	EL MANCORA DE LOS LLANOS	10	2018	2018	Asignado	LA MOYNA	Asignado	Asignado
PE-013-2018	EL MANCORA DE LOS LLANOS	10	2018	2018	Asignado	LA MOYNA	Asignado	Asignado
PE-014-2018	EL MANCORA DE LOS LLANOS	10	2018	2018	Asignado	LA MOYNA	Asignado	Asignado
PE-015-2018	EL MANCORA DE LOS LLANOS	10	2018	2018	Asignado	LA MOYNA	Asignado	Asignado
PE-016-2018	EL MANCORA DE LOS LLANOS	10	2018	2018	Asignado	LA MOYNA	Asignado	Asignado
PE-017-2018	EL MANCORA DE LOS LLANOS	10	2018	2018	Asignado	LA MOYNA	Asignado	Asignado
PE-018-2018	EL MANCORA DE LOS LLANOS	10	2018	2018	Asignado	LA MOYNA	Asignado	Asignado

Fuente: MINEM

Por último, en la licitación celebrada a fin del año 2018, se presentaron únicamente 3 proyectos, de los cuales uno no se asignó por falta de capacidad de transporte, mientras que los otros dos proyectos restantes fueron dados de baja por los mismos privados. Esta decisión, se intuye, se debe a las condiciones financieras en las que se encuentra el País.

Si bien la potencia eólica es predominante (cuenta con una potencia total de 877 MW sobre un total de 1165 MW) en el conjunto de las “licitaciones” para el acceso a la prioridad de transporte, se puede observar el notorio protagonismo que comienza a tomar la energía solar fotovoltaica, principalmente traccionada por su modularidad y su mejora en la competitividad en términos económicos.

Asimismo, otro detalle interesante de observar es que los proyectos cuentan con una tendencia a ser de menor magnitud. Este fenómeno se explica principalmente dado que la capacidad disponible en los puntos de despacho y/o corredores eléctricos es cada vez menor y por ende, la generación debe distribuirse más uniformemente que en los primeros proyectos (ya sea de RenovAr o del MATER) que intentaban desplazarse en las zonas de mejor recurso, mejorando los costos normalizados de energía y obteniendo “mejores retornos económicos” (si se supone, equivocadamente, que la tecnología es constante y no evoluciona con el paso del tiempo).

Por otro lado, se puede observar que los generadores eléctricos históricos (térmicos esencialmente) son quienes se están posicionando en dicho mercado principalmente por los órdenes de magnitud de inversión y acceso a financiamiento que estos proyectos requieren.

Es importante mencionar que tanto los proyectos solares FV como los eólicos cuentan con una tasa de repago de aproximadamente 6/7 años, dependiendo del CAPEX (inversión inicial por su nomenclatura en inglés: capital expenditure), OPEX (costos de operación: operating expenses), recurso de generación y valor de venta de energía al cual se logra cerrar el contrato.

Tal aclaración es importante, ya que los generadores, al asumir los riesgos asociados al desarrollo y construcción de los proyectos de generación, desean firmar contratos de abastecimiento de energía por el mayor periodo posible y muy difícilmente, se encuentren interesados en celebrar un contrato de abastecimiento a un plazo menor a los 10 años, ya que en caso de no lograr al menos ese periodo de contrato, difícilmente cubrirán el periodo de repago de la inversión, volviendo los proyectos poco interesantes para los inversionistas.

Habiendo aclarado dicha cuestión, los generadores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables se encuentran interesados básicamente en ofrecer contratos de abastecimiento a largo plazo, es decir, a 10,15 o 20 años. Por supuesto, mientras mayor es el plazo del contrato, menor será la tarifa a la cual se ofrezca al abastecimiento correspondiente.

En contrapartida, los grandes usuarios habilitados, que eventualmente desean adquirir energía eléctrica en el mercado a término, desean asumir compromisos lo más cortoplacistas posible.

Actualmente, los grandes generadores, específicamente a partir de recursos eólicos, se encuentran ofreciendo contratos futuros de aprovisionamiento (ya que los parques con acceso a la capacidad de transporte “recientemente” obtenida, se encontrarán operativos y despachando energía “limpia” en 2019 o bien 2020). Actualmente, las ofertas que se pueden encontrar en el mercado son de carácter flat (constantes en el tiempo) y se distribuyen de la siguiente manera:

- u\$s 50-58 / MWh a 20 años
- u\$s 59-65 / MWh a 10 años
- u\$s 71-76 / MWh a 5 años ¹²

¹² Mauro Soares, exdirector Nacional de energías renovables, enero 2019

Asimismo, los valores a los cuales se ofrecen los contratos correspondientes, dependerán directamente de la cantidad de energía a proveer (relación inversamente proporcional), perfil de compañía (si se trata de una corporación global no sería lo mismo que si es una empresa local), garantías que ofrezca el “off-taker” (comprador de energía) y otros detalles de menor relevancia. Todo esto implica un exhaustivo “due diligence” previo del proyecto de generación a ser considerado.

Nuevamente, dicha tarifa de contrato de abastecimiento, no será la tarifa final que abonará el gran usuario, ya que, a ello, se le debe adicionar el transporte, el cargo de energía adicional y el cargo transitorio FONINVEMEM (tal cual detallado en la nota -NO-2018-20071144-APN-SSEE#MEM- dirigida por parte del Subsecretario Juan Alberto Luchilo hacia el presidente de AGUEERA, el Ing. Oscar Spurchisi):

Precios Mensuales	Energía en Contrato MATER	Energía Compra MEM
Energía Spot	No	Si
Sobrecosto Transitorio de Despacho	No	Si
Adicional Sobrecosto Transitorio de Despacho	No	Si
Sobrecostos Contrato MEM	No	Si
Sobrecostos Combustibles	No	Si
Cargo Demanda Excedente	No/Si (*)	Si
Sobrecosto Compra Conjunta	No	Si
Impacto Compras Conjuntas	No	Si (**)
Cargo Comercialización (se aplica a partir de 1/19)	No	Si
Cargo Administración (se aplica a partir de 1/19)	No	Si
Cargo Energía Adicional	Si	No
Cargo Transitorio FONINMEM	Si	No

* El GUH puede asignar la energía del contrato MATER a Demanda Excedente o Base (Res. 1281/06)

** El impacto de Compras Conjuntas se determina como la diferencia de valorización de la energía abastecida por los contratos de energías renovables incluidos en el mecanismo de compra conjunta evaluados al costo medio de la energía en el MEM frente a los costos reales mensuales remunerados a dichos contratos. El precio resultante resulta de referir el monto calculado del impacto por toda la demanda abastecida en el MEM. Para cada GUH que haya salido de la compra conjunta, el precio resultante del impacto se aplica por su energía abastecida en el MEM.

En tanto, dichos componentes formarán el valor monómico de la energía, a lo cual, aún se le debe adicionar el valor agregado de la distribución (VAD) y la carga impositiva de la provincia/municipio en cuestión.

En nuestro caso particular, al tratarse de un emprendimiento agrícola-ganadero local (establecido como PYME) y con “pequeñas” cantidades de energía requerida, se asumirá que el valor de contrato con un generador privado a 10 años, se acercaría a los u\$s 63 / MWh. A ello, se le debería adicionar el cargo de transporte (estimado en u\$s 2 / MWh),

energía adicional (u\$s 1 / MWh) y el FONINMEM (0,07 u\$s / MWh). Con ello, se alcanza un precio “monómico” de la energía renovable de u\$s 66 / MWh.¹³

Adicionalmente, habría que agregar el cargo de peaje detallado anteriormente (categoría T2MT33 Riego) de la distribuidora local EDESAL (tabulado en u\$s 18-25 / MWh, dependiendo si se trata de horario Pico, Resto o Valle) y por último la carga impositiva ya detallada, cercana al 40% de la facturación.

De tal forma, en caso de desear proceder con un contrato de abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables con un generador privado, la tarifa correspondiente (con peaje incluido) sería de aproximadamente u\$s 84-91 / MWh más impuestos. En tanto, si se considera la carga impositiva (de CAMMESA y de la distribuidora local) la tarifa final a abonar por el GUH que decida celebrar un contrato de PPA en la Provincia de San Luis, deberá abonar una tarifa final estimada en u\$s 117 / MWh. (Ver Anexo II)

En las primeras dos alternativas de abastecimiento (compra conjunta a CAMMESA y PPA privado) se dan por sentado que los proyectos son optimizados por los desarrolladores/constructores y por ello mismo, logran valores de energía “tan competitivos”.

En tanto, ambas alternativas de cumplimiento legal, cuentan con la característica que no implican una inversión económica por parte del gran usuario, ya que en el primer caso únicamente se debe abonar el costo de la energía renovable; y en el segundo, se debe proceder a la firma de un contrato de largo plazo, pero luego, los pagos son mensuales, tal cual se abonaría la energía en la actualidad.

Finalmente, en ambos casos, si bien se estaría cumpliendo con los requisitos de la ley y se estaría consumiendo energía renovable, poco importaría la fuente, estrictamente, de generación. Es decir, sería indiferente si la energía renovable proviene de un parque de generación solar, eólico, biomásica, hidroeléctrico (de pequeña escala) o a partir de biogás; lo importante sería el precio, pero no tanto así, la fuente de generación.

¹³ Carruthers, Julia - Gerente de la Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGUEERA)

C) AUTOGENERACIÓN

A diferencia de las otras alternativas de cumplimiento, la alternativa de autogeneración no se encuentra desarrollada y/o maximizada ya que el mismo cliente se debe encargar de dicha solución.

Por tal motivo, a continuación, se intentará abarcar un desarrollo integral de una solución de autogeneración con el fin de maximizar los beneficios del proyecto.

Por cuestiones estratégicas, entre las cuales se detallan los siguientes beneficios:

- Menor aversión al riesgo
- Mayor certeza de costos futuros
- Menor dependencia sobre la ampliación de líneas de transporte y distribución
- Menor carga impositiva asociada

Se considerarán proyectos de autogeneración detrás del medidor, es decir, el punto de generación eléctrica será el mismo geográficamente que el punto de consumo.

Asimismo, se descartan alternativas de generación a partir de fuentes renovables como lo son los recursos eólicos, biomásicos y/o hidráulicos debido a las siguientes razones:

- Falta o inviabilidad del recurso renovable disponible en el emplazamiento
- Montos de inversión
- Costos de operación
- Competitividad
- Modularidad
- Escalabilidad
- Ingeniería civil requerida
- Intervención sobre el terreno

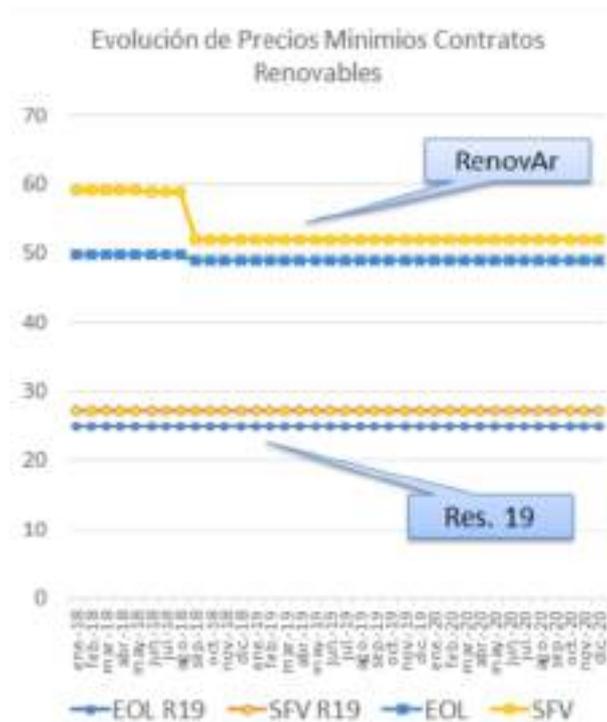
Por los motivos previamente descriptos, se avanzará con un estudio de pre factibilidad de recurso solar (energía solar FV) en el mismo predio donde la energía eléctrica es consumida, es decir, puertas adentro del medidor.

Antes de comenzar con el análisis, es importante destacar que según la resolución 19 del año 2017, en caso de contar con excedentes mensuales de generación de energía, la misma se venderá primero a CAMMESA (hasta un 10% de la energía generada) al menor precio vigente en el mercado (establecido por el Parque Eólico Energética I de RenovAr 2 definido en u\$s 37,30 / MWh) y en caso de contar con un remanente, el mismo se venderá en el mercado spot según lo establecido en la resolución mencionada.



Fuente: CAMMESA

En tanto, en caso de contar con un remanente, la resolución 19 establece un precio de venta para el generador de u\$s 28 / MWh para la tecnología solar FV. Asimismo, la reciente resolución 1/2019 avala dichos valores.

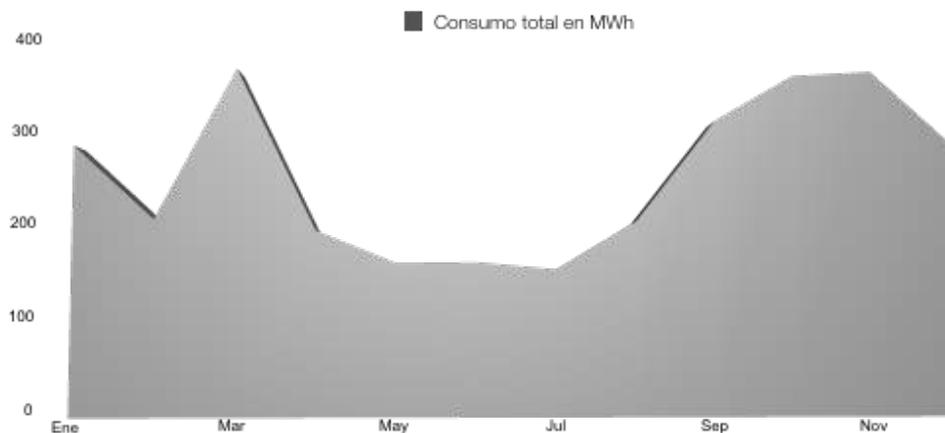


Fuente: CEARE

Habiendo aclarado el marco regulatorio, esto puede definir el alcance de proyecto a desarrollar ya que implicaría que no se justificaría generar energía de excedente como una unidad de negocio per-se ya que los montos a los cuales CAMMESA/mercado comprarían dicha energía, no justifican retornos de inversión interesantes, pues el costo normalizado (explicado en detalle a continuación) de la energía generada es mayor al valor que se abonaría por la misma.

Ahora bien, para analizar nuestro proyecto en detalle y ajustarlo al marco regulatorio correspondiente, sería conveniente analizar en detalle la distribución del consumo eléctrico en el año para así poder comparar los periodos de consumo con los de generación y definir el mes o meses críticos para determinar la instalación más conveniente.

Como se puede observar a continuación, el mes de menor consumo eléctrico es Julio y se puede determinar que existe una estacionalidad de consumo, aumentando considerablemente en los meses de mayores temperaturas, suponiendo que existe una correlación entre las necesidades de los cultivos y la evapotranspiración que sufren los mismos, requiriendo mayores horas de riego y, por ende, mayor consumo de energía.



Fuente: Elaboración propia

Asimismo, se puede suponer que la generación solar, será mayor en verano y menor en invierno. Aclarado esto y contrariamente a lo que se puede suponer, se puede anticipar que existirán riesgos de excedentes de generación en los meses invernales ya que el consumo se reduce notoriamente y si bien la generación eléctrica disminuye en los meses de menor irradiación solar, no disminuye con la misma magnitud que lo hace el consumo.

Como se ha comentado en la introducción, el emprendimiento se encuentra ubicado en el norte de la Provincia de San Luis y como referencia de recurso (irradiación solar), se utilizará la localidad de Quines.

Teniendo en cuenta el recurso solar de la zona, valores de referencia del mercado (CAPEX y OPEX), y un diseño de ingeniería optimizado, a continuación, se pueden observar los detalles técnicos de 3 alternativas de proyectos destinados a la autogeneración. En el anexo, se encuentran los valores y detalles contemplados para cada uno de las alternativas presentadas. **(Ver Anexo I)**

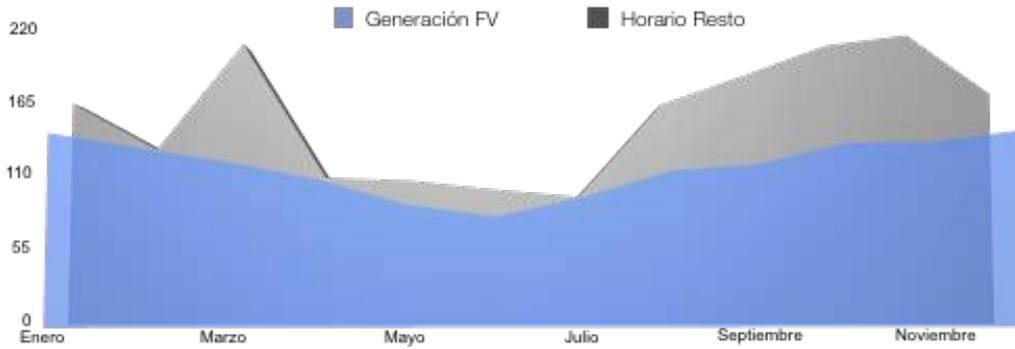
	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Potencia solar	790 kWp	365 kWp	214 kWp
Potencia alterna	650 kW	300 kW	175 kW
Ratio DC/AC	1.22	1.22	1.22
kWh / kWp	1,638	1,638	1,632
Generación anual	1,293 MWh	597 MWh	350 MWh
% de consumo	44 %	20 %	12 %
LCOE	u\$s 48	u\$s 58	u\$s 70

Fuente: Elaboración propia

La primer alternativa, consta de una instalación con el fin de autogenerar el mayor porcentaje de energía, sin generar excedentes en los meses de menor consumo. Esta limitación se debe al marco regulatorio detallado anteriormente (resolución 19), el cual define como inviable, económicamente, la generación de mayor energía ya que los excedentes serían vendidos a un valor menor que el costo normalizado de la generación.

Es importante recordar que la generación solar, se concentra, por supuesto, durante el horario diurno, (definido como horario resto, de 5 am a 6 pm) y se debe analizar la distribución anual de la generación con respecto al consumo en dicho horario. En este caso particular, se logra la máxima penetración de energías renovables en el consumo eléctrico dentro del horario resto (definido, paradójicamente por el mes de Julio)

Optimización de competitividad y certeza de costos futuros: Integración de una solución de autogeneración renovable con el mercado a término para un gran usuario en el sector agropecuario

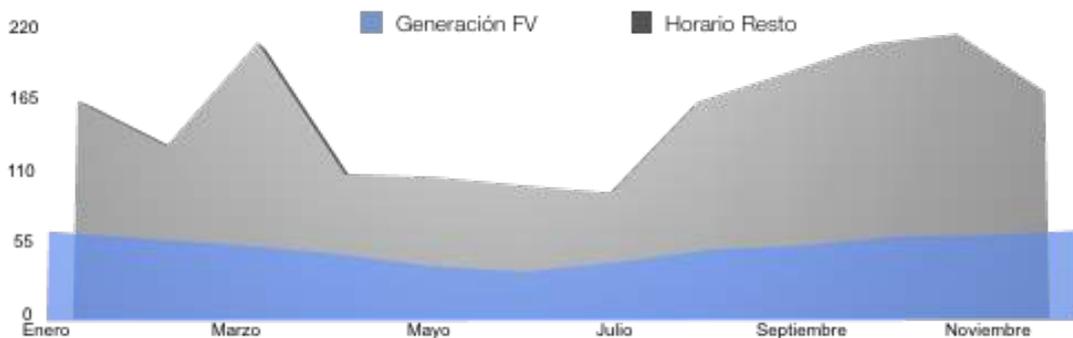


Fuente: Elaboración propia

Asimismo, esta alternativa al ser la de mayor magnitud y contar con economías de escala, logra el menor costo normalizado de energía (denominado LCOE por sus siglas en inglés). Esta solución logra un valor de energía de u\$s 48 / MWh. **(Ver Anexo I)**

La segunda alternativa es de una magnitud intermedia y se encuentra desarrollada con el fin de cumplir con las metas definidas en la Ley 27.191, es decir alcanzar el 20% definido para el año 2025. Esta alternativa al ser de menor escala, alcanza un costo normalizado de energía de u\$s 58 / MWh.

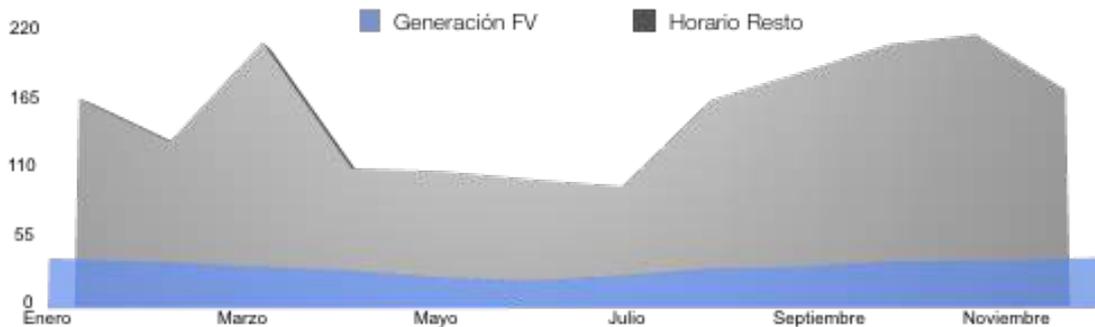
En este caso particular, la incidencia de la generación solar en el horario resto es considerablemente menor a la alternativa previamente contemplada.



Fuente: Elaboración propia

Por último, la alternativa denominada “3”, consta de una instalación con el fin de cumplir los requisitos “actuales” de la Ley, definidos como el 12% del consumo total para el año 2019. Esta alternativa, al ser la de menor potencia, tiene los costos más elevados y costos fijos más difícil de licuar, con un costo normalizado de u\$s 70 / MWh.

Como es de esperar, ésta última alternativa tiene aparejada la menor penetración de generación renovable en términos de consumo eléctrico en horario resto.



Fuente: Elaboración propia

Es importante destacar, que, indistintamente el escenario de autogeneración a desarrollar, la energía renovable funcionaría como energía “base” de consumo eléctrico por parte del gran usuario, ya que la generación in-situ cuenta con “prioridad” de despacho frente a la provisión de energía de red (independientemente de si se trata de energía renovable por medio de un PPA en el MATER o bien de la compra conjunta o MEM).

En el caso particular de la autogeneración, la energía generada en el mismo predio que el consumo, la misma se prioriza por una cuestión de presentar menor impedancia (concepto físico). En términos simples, se puede pensar como que la generación “local” cuenta con una menor “resistencia”, por lo tanto, se prioriza el consumo de la misma, y, en caso de requerir mayores niveles de energía (consumo > generación), el excedente proviene automáticamente de la red eléctrica, ya que se trata de un sistema en paralelo.

Adicionalmente, la energía a generar dentro del marco de la autogeneración, la misma puede ser asignada a demanda base o bien demanda excedente del usuario. En esta misma línea, se debe recordar que la empresa realizó la inversión en la LAMT en el año 2014, por lo que no cuenta con un abastecimiento de energía plus.

Actualmente, el consumo eléctrico del GUH se compone por 50% de consumo de energía base y 50% de consumo de energía excedente. La energía base cuenta con un valor más plano a lo largo del año, mientras que la energía excedente cuenta con un “pico” tarifario en los meses invernales. Sin embargo, si se analiza el costo promedio de ambas tarifas, la energía excedente resulta más costosa, por lo que en este caso convendría asignar la generación in-situ con el fin de reemplazar abastecimiento a partir de energía excedente.

En tanto, si se consideran los valores que se obtienen en los distintos escenarios, surge que la alternativa de mayor generación (44% de penetración sobre el consumo total) resulta como la solución más conveniente para aplicar.

Sin embargo, como es de esperar, una solución de autogeneración implicaría una inversión por parte del gran usuario habilitado, ya que el cliente final sería dueño de su propio sistema de generación.

La alternativa seleccionada, implicaría una inversión estimada en u\$s 890.000 + IVA aproximadamente. Sin embargo, como se ha comentado anteriormente, la Ley 27.191 cuenta con una serie de beneficios fiscales, entre los que se destacan el arancel 0% de importación para paneles solares FV e inversores de tensión (contemplado en el CAPEX estimado), y un máximo (según la Disposición 1E-2018) de u\$s 425.000 / MW para la tecnología FV. En este caso particular, al ser una solución de 650 kW de potencia nominal, el monto máximo de beneficios a solicitar sería de u\$s 276.250. Este “paquete” de beneficios se compone básicamente por:

- Devolución anticipada de IVA
- Amortizaciones aceleradas
- Certificado fiscal (detallado en Pág. 30)

Asimismo, la solución de autogeneración, no solo cuenta con beneficios económicos, sino que adicionalmente se destacan las siguientes bondades del proyecto:

- Certeza de costos futuros
- Eficiencia en costos
- Seguro contra incertidumbre política
- Menor dependencia de combustibles fósiles y volatilidad económica
- Liderazgo
- Responsabilidad Social Empresaria
- Sustentabilidad

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS ALTERNATIVAS DE CUMPLIMIENTO

Luego de analizar las 3 alternativas de cumplimiento de la Ley 27.191, a continuación, se enumeran las principales ventajas y desventajas de cada una de ellas.

	Compra Conjunta / CAMMESA	MATER/CONTRATO BILATERAL	Autogeneración
Estatus en el mercado	GUMA / GUME / GUDI	GUMA / GUME / Autogenerador	Autogenerador
Ventajas	No existe penalidad si no se cumple	Costo de energía más competitivo que la compra conjunta	Costo puede ser más económico que compra conjunta
	No hay que realizar gestiones específicas (opción por default)	Se bonifica la compra de potencia a CAMMESA, con descuentos decrecientes	Se bonifica compra de potencia a CAMMESA, con descuentos decrecientes
	No se deben asumir desbalances mensuales		Rentabilidad del proyecto puede ser capturada parcial o totalmente por el GUH
Desventajas	Alternativa de aprovisionamiento más costosa	Se paga penalidad si no se cumple	Se paga penalidad si no se cumple
	Se pagan cargos de comercialización (crecientes) y de administración (variables)	Se debe permanecer en el régimen por al menos 5 años	Se debe permanecer en el régimen por al menos 5 años
		Se deben asumir desbalances mensuales con precios diferentes para excedentes y faltantes	Se deben asumir desbalances mensuales con precios diferentes para excedentes y faltantes
	En caso de optar quedar en la compra conjunta, pagan cargos de comercialización y administración y no reciben descuentos en los cargos de Res. De Max Req Térmico		Requiere gestionar el desarrollo del proyecto propio

ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN COMPLEMENTARIA

Si bien los requisitos de la Ley plantean un mínimo de abastecimiento, a continuación, se analizará si es conveniente perseguir objetivos más ambiciosos.

Existe la posibilidad de complementar una eventual solución de autogeneración (ya definida y optimizada) con la posibilidad de celebrar un contrato a término de energías renovables. Ello, no solo puede conllevar a beneficios económicos (competitividad), sino que adicionalmente puede brindar certeza de costos, una mayor sustentabilidad (la cual se podría capitalizar a través del marketing) y eventualmente “compliance” o bien cumplir con ciertas exigencias que comienzan a tomar los nuevos mercados de importación.

En primer lugar, para poder determinar si conviene avanzar con una solución de mayor penetración de energías renovables en el consumo, hay que analizar el costo de la “otra” fuente de generación y abastecimiento que en el país es principalmente térmica.

Para ello, se debe analizar el costo promedio de generación a nivel nacional que se complementaría a la solución de autogeneración o contrato entre privados que se llevaría a cabo.

Primero, resulta interesante y oportuno poder desglosar los cargos que componen al costo monómico del mercado eléctrico mayorista (MEM), como así también analizar un breve historial del mismo.

El precio monómico se compone básicamente de los siguientes cargos:

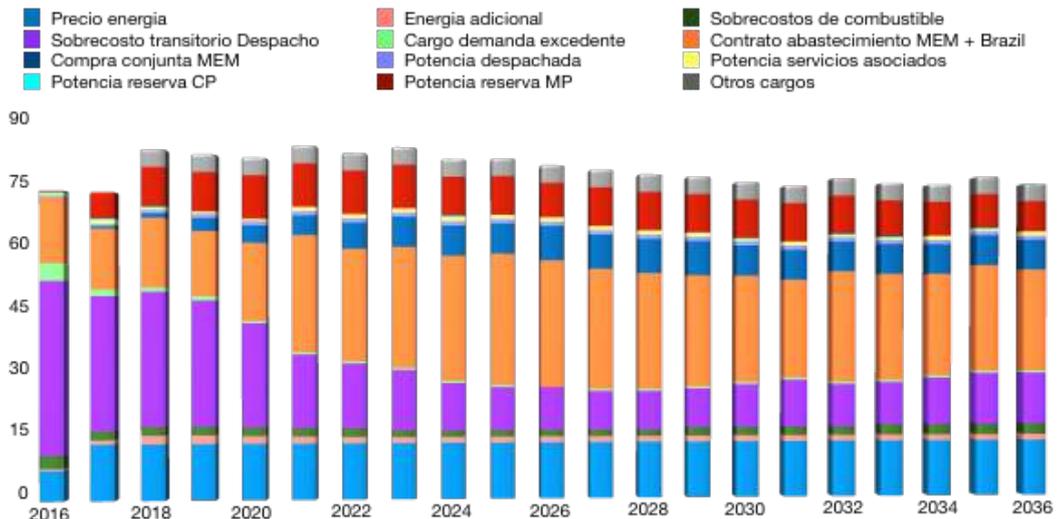
- Precio spot (\$/MWh)
- Precio potencia (\$/MW)
- Serv. Tec. Adm. (\$/MW)
- Cargo energía adicional (\$/MWh)
- Sobrecosto transitorio despacho (STD) (\$/MWh)
- Sobrecosto combustible (\$/MWh)
- Cargo transitorio FONINVE MEM (\$/MWh)
- STD adicional (\$/MWh)
- Sobrecosto MEM importación Brasil (\$/MWh)
- Cargo excedente (\$/MWh)
- Sobrecosto compra conjunta (\$/MWh)

The image shows a complex billing report table with multiple columns representing different time periods and categories. A red box highlights a specific price change from 72 to 74, with a red arrow pointing to the word 'DEVALUACION' (Devaluation) written in red text above the change.

Fuente: Reporte de Facturación GUME 1/19 – CAMMESA

Si se consideran los meses posteriores a la devaluación, el precio monómico de generación se encontró cercano a los u\$s 72-74 / MWh.

Sin embargo, según consultores especialistas del mercado eléctrico, se espera que el costo medio de generación eléctrica, crezca en el corto plazo (superando los u\$s 80/MWh) para luego estabilizarse cerca de los u\$s 75/MWh.



Fuente: Elaboración propia en base a información provista por diversos consultores del mercado eléctrico

Estos por supuesto son costos del MEM y a ello habría que sumarle los costos de transporte, distribución y carga impositiva para definir la tarifa final para el gran usuario en cuestión.

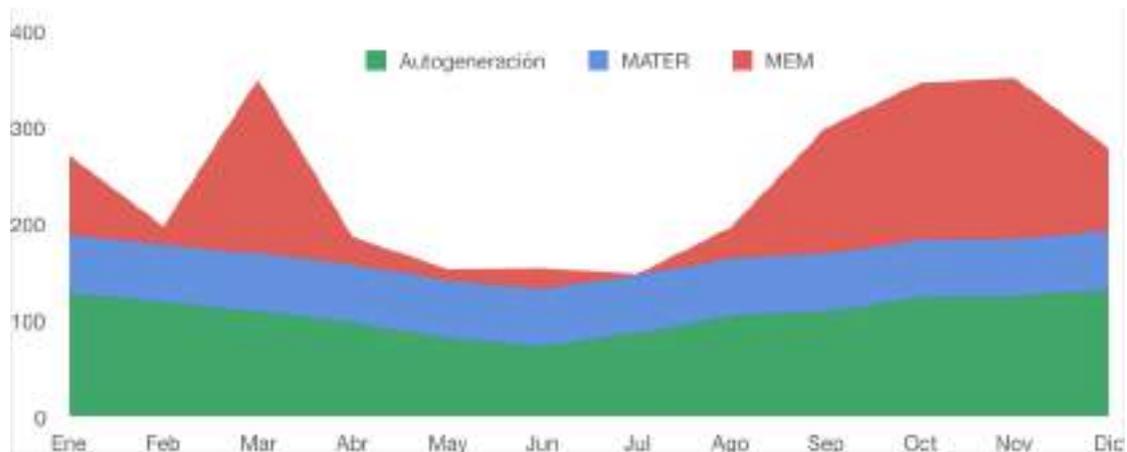
Si se recuerda que la alternativa de autogeneración renovable implicaba un **costo normalizado final** de u\$s 48 / MWh, entonces en principio se justificaría reemplazar el mayor porcentaje de consumo “convencional” cercano a los u\$s 72 / MWh (más transporte, VAD e impuestos, estimada en u\$s 128 final). De esta forma, resultaría una buena decisión de negocio “cubrir” el mayor porcentaje posible (44%) de consumo con la alternativa de autogeneración. **(Ver Anexo II)**

En tanto, si se considera el 56% restante de energía requerida para alcanzar las necesidades energéticas del emprendimiento agrícola-ganadero, existe la posibilidad de complementar la autogeneración con el mercado mayorista en torno de los u\$s 128 / MWh finales o bien se podría contemplar la idea de complementar la autogeneración con un contrato a largo plazo con un generador y así alcanzar valores de energía más económicos. Sin embargo, dado que el consumo eléctrico del emprendimiento no tiene un carácter “plano”, se debe considerar la estacionalidad del consumo para así complementar la alternativa de autogeneración con el mercado a término, siempre y cuando, no se genere un excedente mensual de “energía renovable” ya que de suceder, se debería vender en el mercado bajo resolución 19, de la misma forma que aplicaría para una solución de autogeneración de mayor magnitud. En contra partida a la solución de autogeneración, en

este caso no es necesaria tener en cuenta los distintos horarios de consumo (resto, pico, valle) por lo que se puede considerar cualquier horario de demanda con el fin de optimizar la contratación en el mercado a término.

De esta forma, se podría “establecer” un contrato con un generador renovable privado, en el marco del mercado a término por un total de 720 MWh / año. Asimismo, se podría considerar (como escenario “normal”) que dicho abastecimiento será uniforme en la distribución anual, abasteciendo 60 MWh / mes.

De esta forma, el 68% del consumo total del emprendimiento provendría de fuentes limpias. Dicho porcentaje se compondría básicamente por un 44% de autogeneración in-situ y un 24% adicional a partir de un contrato entre privados a 10 años de plazo.



Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en el gráfico anterior, la complementariedad de la solución de autogeneración más el MATER, en ningún momento es superior al consumo total mensual. En contra partida, existen meses en los cuales el consumo eléctrico es considerablemente superior, por lo que el consumo total supera a la “energía limpia” (autogenerada o contratada con un generador renovable). En aquellos meses, dicho diferencial de energía, deberá provenir del Mercado Mayorista.

Por otro lado, es importante resaltar, que, en este caso particular, la energía renovable funcionaría como “base” de consumo eléctrico. En primer lugar, se prioriza la generación in-situ (delimitada por el consumo en horario resto), luego se abastece el consumo con un contrato en el MATER (la energía renovable contractualizada bajo un PPA puede contar con un desfasaje horario y CAMMESA asume dichas diferencias) y por último, el MEM abastece el excedente de consumo.

ASPECTOS ECONÓMICOS

Los aspectos económicos del proyecto son de fundamental importancia para la toma de decisiones de inversión de una empresa, ya que los mismos están relacionados con los objetivos estratégicos, la capacidad de inversión y repercuten directamente en la viabilidad y supervivencia de la empresa.

Por tal motivo, en la presente sección se abordará un análisis completo de los distintos escenarios planteados anteriormente de forma individual como así también realizando el análisis de dos o tres alternativas complementarias en forma simultánea.

En primer lugar, se considerará la alternativa definida por default; es decir, la solución de compra conjunta de energía renovable al estado (CAMMESA).

Con el fin de simplificar los cálculos, se considerarán las obligaciones fijadas por la Ley 27191 a 2025 y se tomará la hipótesis de que el estado podrá cumplir con la oferta correspondiente para dicho año. De esta forma, se considera una compra conjunta (energía renovable) por el 20% total del consumo eléctrico del GUH y el 80% restante se conformaría por la oferta del Mercado Eléctrico Mayorista.

Consumo Anual (MWh)	2940
Renovable CC 20% (MWh)	588
MEM 80% (MWh)	2352
Costo CC Anual	u\$s 76.652
Costo Energía MEM anual	u\$s 300.444
Costo Total Anual	u\$s 377.096

De esta forma, la combinación de energía convencional con la compra conjunta (20%) tendría un costo total anual (incluye peaje e impuestos) proyectado, de u\$s 377.096.

Ahora bien, si en lugar de mantenerse en la compra conjunta, el Gran Usuario Habilitado considera oportuno avanzar con la firma de un contrato de PPA con un generador renovable

por las obligaciones fijadas al año 2025 (20%), la ecuación se compone de la siguiente manera:

Consumo Anual (MWh)	2940
PPA 20% (MWh)	588
MEM 80% (MWh)	2352
Costo PPA anual	u\$s 68.949
Costo Energía MEM anual	u\$s 300.444
Costo Total Anual	u\$s 369.393

En este caso particular, un contrato de PPA por el 20% del consumo del GUH, ofrecería un ahorro en termino eléctricos de prácticamente u\$s 8.000, lo cual convierte a esta solución como una alternativa más eficiente a la planteada anteriormente en la compra conjunta.

Sin embargo, ¿que pasaría si el GUH decide avanzar más allá de las obligaciones fijadas por la ley y considera un contrato de aprovisionamiento de energía renovable por la totalidad del consumo anual?

Consumo Anual (MWh)	2940
PPA 100% (MWh)	2940
Costo PPA anual	u\$s 344.744
Costo Total Anual	u\$s 344.744

Aquí, se observa que aún se sigue mejorando los costos anuales como así también la certeza de costos futuros. Entonces, **asumiendo un compromiso del 100% del consumo eléctrico anual con un generador renovable, se logran ahorros por u\$s 32,000 comprando con la propuesta “original”.**

Sin embargo, aún faltaría incorporar y analizar las distintas variables y ecuaciones incorporando las **alternativas de autogeneración (las cuales no se ven afectadas por el transporte, peaje de la distribuidora local ni por la carga impositiva ya que se considera una símil “eficiencia energética”)**.

En el primer caso, se considerará la alternativa de autogenerar el 20% del consumo eléctrico (alcanzando las obligaciones de la Ley) y consumiendo el porcentaje restante a partir del Mercado Eléctrico Mayorista:

Consumo Anual (MWh)	2940
Autogeneración 20% (MWh)	588
Energía MEM 80% (MWh)	2352
Costo Autogeneración anual	u\$s 34.104
Costo Energía MEM anual	u\$s 300.444
Costo Total Anual	u\$s 334.548

Aquí, ya se comienza a observar una mejora circunstancial con respecto a la alternativa de Compra Conjunta y de PPA por el 20% correspondiente, complementando con el MEM.

Ahora bien, si se aumenta el porcentaje de autogeneración a los valores máximos (que no se genere un excedente en horario Resto) y se complementa con el Mercado Eléctrico Mayorista, la ecuación resulta la siguiente:

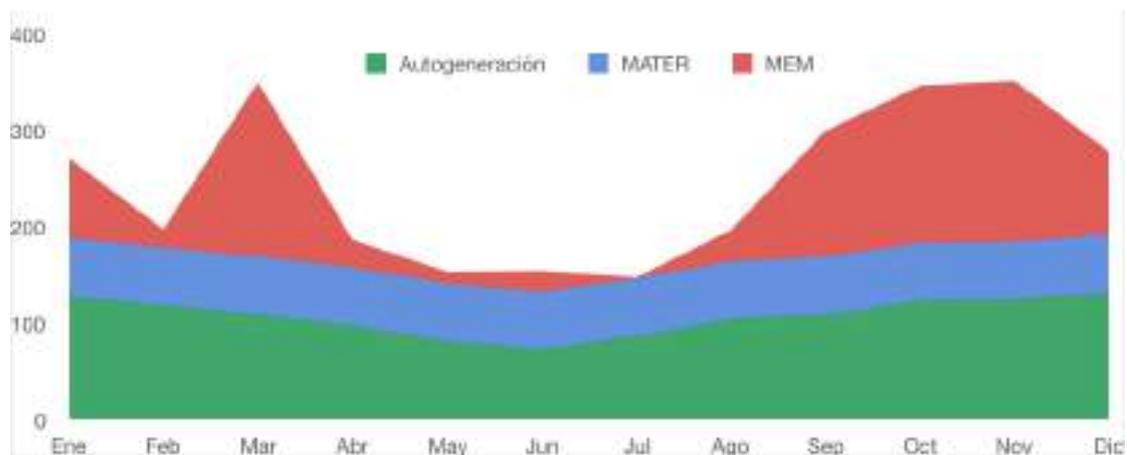
Consumo Anual (MWh)	2940
Autogeneración 44% (MWh)	1294
MEM 56% (MWh)	1646
Costo Autogeneración anual	u\$s 62.093
Costo Energía MEM anual	u\$s 210.311
Costo Total Anual	u\$s 272.404

En este caso particular, los costos anuales siguen descendiendo, resultando en soluciones más competitivas y con menor dependencia de variables externas, aunque todas las alternativas de autogeneración implican distintos niveles de inversión por parte del cliente final.

Si bien existen grandes ahorros en esta última alternativa, que superan los u\$s 57.000 dólares anuales, es posible que exista aún una alternativa más eficiente en términos económicos, de riesgo y de certeza de costos futuros.

Por tal razón, tal cual planteado anteriormente, se analizará a continuación una alternativa de autogeneración (44%) con la complementación de un contrato de PPA con un generador privado (siempre manteniendo una sumatoria entre ambas soluciones por debajo del consumo con el fin de NO vender excedentes mensuales bajo la resolución 19) y en caso de contar con meses de estacionalidad de consumo (que los hay), dicho porcentaje provendría del Mercado Mayorista.

A continuación, se puede observar gráficamente como sería la distribución (regresión) anual y la penetración de energías renovables (verde y azul) en los distintos meses del año.



Fuente: Elaboración propia

En tanto, en términos económicos, la ecuación anual de autogeneración + MATER + MEM, se conformaría de las siguientes variables:

Consumo Anual (MWh)	2940
Autogeneración 44% (MWh)	1294
PPA anual 24% (MWh)	676
MEM 32% (MWh)	970
Costo Autogeneración anual	u\$s 62.093
Costo PPA anual	u\$s 79.291
Costo Energía MEM anual	u\$s 123.933
Costo Total Anual	u\$s 265.317

Luego de analizar todas las alternativas de cumplimiento de la Ley o bien ir más allá de la Ley y proyectar diversos escenarios de combinación de soluciones, se puede concluir el siguiente escenario económico:

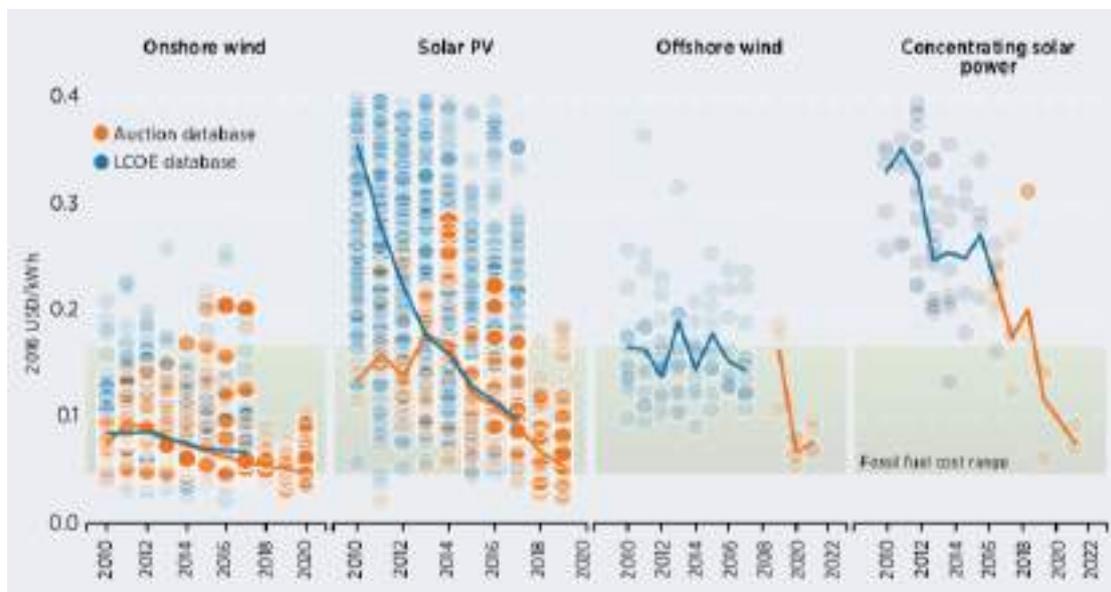
Alternativa	Costo anual	Ahorro anual (Vs Default)	% de ahorro
CC 20% + 80% MEM (Default)	u\$s 377.096	-	-
PPA 20% + 80% MEM	u\$s 369.393	u\$s 7.703	2,04 %
PPA 100%	u\$s 344.744	u\$s 32.352	8,58 %
AG 20% + 80% MEM	u\$s 334.548	u\$s 42.548	11,28 %
AG 44% + 56% MEM	u\$s 272.404	u\$s 104.692	27,76 %
AG 44% + 24% PPA + 32% MEM	u\$s 265.317	u\$s 111.779	29,64 %

Evidentemente, existe un gran potencial de ahorro anual, si se considera una solución que complemente distintas alternativas. **Asimismo, es importante destacar que dicha solución, no solo implica considerables ahorros económicos anuales, sino que adicionalmente cuentan con beneficios impositivos ya que se aplica una especie de “eficiencia energética” (especialmente traccionado por la solución de autoconsumo),** certeza de costos futuros (en relación tanto a la autogeneración como así también al PPA firmado) y finalmente, el Gran Usuario Habilitado contaría con una penetración del 68% de energías renovables en su consumo, lo cual le puede permitir una herramienta importante para realizar acciones de marketing, responsabilidad social empresarial y/o ingresar a mercados externos más estrictos en términos de huella de carbono de los productos comercializados.

Ahora bien, los cálculos de ahorro previos, se encuentran anualizados, pero sería justo realizar una comparación en el largo plazo, y por largo plazo sería conveniente analizar los distintos escenarios a 20 años. Si bien los cálculos financieros de los proyectos de RenovAr y/o MATER se realizan a 20 años, en el caso de un proyecto de autogeneración, tranquilamente, se pueden considerar 25 años de vida útil.

En este caso particular, se proyectarán los ahorros a 20 años y por supuesto, los valores contemplados para la solución de autogeneración (LCOE) se mantendrán constantes a lo largo del tiempo ya que así fue contemplado.

Sin embargo, la alternativa de compra en el mercado privado (PPA), se pronostica, que se reducirá tanto el costo de generación como el precio en hasta un 30% (contemplando la tendencia presentada por International Renewable Energy Agency, IRENA), en la próxima década.



Fuente: Renewable Power Generation Costs in 2017 – IRENA

Esto se debe principalmente al avance de la tecnología y reducción en los costos de los componentes principales de los sistemas de generación (principalmente en el CAPEX de los proyectos). Por lo tanto, se considera que un contrato de abastecimiento con un generador privado por los 10 años subsiguientes (año 11-20) será de aproximadamente u\$s 40 / MWh. A ello, por supuesto, se le deben adicionar todos los cargos presentes en la celebración de contratos de PPA que se aplican en la actualidad.

En tanto, conforme el mercado mayorista se vaya estabilizando y las centrales generadoras eléctricas (convencionales y renovables) se vayan modernizando, los costos mayoristas se volverán cada vez más competitivos y se irán reduciendo. En este caso, dado la situación actual del parque generador del país (más del 40% de la generación cuenta con una antigüedad mayor a los 40 años), la creciente electrificación del sistema energético, se considera que dichas mejoras se demorarán más de lo que se podrá observar en el mercado privado renovable (ya que si se pondera la penetración del parque generador renovable en la totalidad de la matriz, la incidencia es relativamente baja y la eficiencia tardará en verse reflejada en los costos mayoristas). Por tal motivo, especialistas del sector eléctrico consideran que el mercado mayorista continuará en ascenso en los próximos 5 años, para luego estabilizarse y posteriormente, comenzar un lento descenso, que se considera en el orden del 5% cada 5 años.

Por último, en el caso de las futuras rondas RenovAr y su influencia en el precio futuro de las compras conjuntas, se consideran dos tendencias que se pueden comenzar a observar en el mercado. En primer lugar, las redes de transmisión, se encuentran cada vez más saturadas (en especial donde el recurso natural es elevado), por lo que el gobierno nacional habilitó una nueva licitación pública, denominada RenovAr 3 (mini-renovar) que es exclusivamente para proyectos de menor envergadura (hasta 10 MW) en líneas de distribución, por lo que todo parece indicar que va a hacer más difícil lograr economías de escala o bien licuar ciertos costos fijos en los proyectos correspondientes. A ello habría que “sumarle” las complicaciones actuales de financiamiento (con el fin de apalancar los proyectos), lo que traerá aparejado, costos normalizados de energía renovable similares a los presentados en la última licitación (RenovAr 2). Si bien las economías de escala y el financiamiento tenderían al alza de los costos normalizados, en contrapartida, el CAPEX de la tecnología continua a la baja (con una tendencia al amesetamiento), por ello, se consideran precios similares a las últimas subastas, lo que de todas formas contribuirá a la tendencia bajista de la compra conjunta.

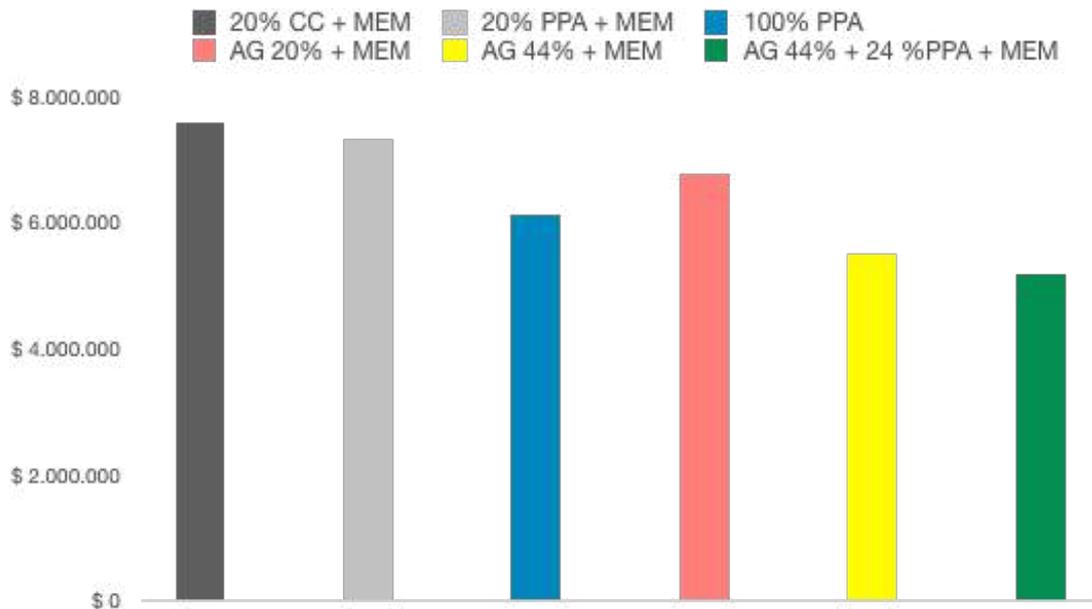
En segundo lugar, se considera que el estado nacional eliminará paulatinamente las licitaciones públicas, para así dar lugar a un libre mercado entre generadores (renovables) y GUH. De esta forma, no solo se tendería a un mercado más eficiente, sino que adicionalmente, el estado nacional no se estaría comprometiendo a la firma de contratos en dólares a largo plazo (20 años).

En tanto, es importante recordar que tanto las alternativas de compra conjunta (CC) y PPA incluyen los cargos descritos anteriormente (Pág. 44). Asimismo, tanto a la alternativa de CC, PPA y MEM, se les debe adicionar el cargo de la distribuidora local (peaje) como así también la carga impositiva asociada (40%). Por el contrario, la tarifa de autogeneración, corresponde a un costo final ya que se trata de una solución detrás del medidor y no se ve afectada por el VAD (se considera un escenario conservador donde la tarifa correspondiente se mantiene constante a lo largo del tiempo) y/o por los impuestos nacionales, provinciales y municipales.

Ahora bien, a continuación, se analiza en detalle lo que sería el costo total en los distintos escenarios a largo plazo para el emprendimiento agrícola-ganadero en estudio:

Alternativa	Costo total año 1-5	Costo total año 6-10	Costo total año 11-15	Costo total año 16-20	Costo Total	% ahorro vs CC + MEM
CC + MEM	\$ 1.885.481	\$ 1.970.212	\$ 1.900.886	\$ 1.830.791	\$ 7.587.370	
PPA + MEM	\$ 1.846.967	\$ 1.939.400	\$ 1.801.520	\$ 1.742.979	\$ 7.330.866	3,38 %
PPA	\$ 1.723.722	\$ 1.723.722	\$ 1.342.433	\$ 1.342.433	\$ 6.132.311	19,18 %
AG 20% + MEM	\$ 1.643.342	\$ 1.765.176	\$ 1.703.554	\$ 1.645.012	\$ 6.757.084	10,94 %
AG 44% + MEM	\$ 1.362.020	\$ 1.426.723	\$ 1.383.588	\$ 1.342.609	\$ 5.514.939	27,31 %
AG 44% + PPA + MEM	\$ 1.326.587	\$ 1.364.716	\$ 1.251.600	\$ 1.227.452	\$ 5.170.354	31,86 %

A simple vista, se pueden observar las ventajas de incorporar una mayor penetración de energías renovables en la matriz de consumo por parte del gran usuario habilitado. Asimismo, parecería conveniente, NO mantenerse en la compra conjunta (opción por default) ya que de esa forma parecería se incurrirían en los costos más elevados.



Fuente: Elaboración propia

A continuación, se puede observar en la siguiente tabla, los ahorros totales que se lograrían con las diversas alternativas de aprovisionamiento eléctrico en el plazo de 20 años.

Asimismo, aquí se incluye la función conocida como Valor Actual Neto (VAN), la cual permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros. **(Ver Anexo II)**

Alternativa	Costo Total	Ahorros respecto Default	% de ahorro	VAN
CC 20% + 80% MEM (Default)	u\$s 7.587.370	-		
PPA 20% + 80% MEM	u\$s 7.330.866	u\$s 256.503	3,38 %	u\$s 81.037
PPA 100%	u\$s 6.132.311	u\$s 1.455.059	19,18 %	u\$s 444.510
AG 20% + 80% MEM	u\$s 6.757.084	u\$s 830.285	10,94 %	u\$s 536.615
AG 44% + 56% MEM	u\$s 5.514.939	u\$s 2.072.431	27,31 %	u\$s 1.013.194
AG 44% + 24% PPA + 32% MEM	u\$s 5.170.354	u\$s 2.417.015	31,86 %	u\$s 1.109.912

Si bien la incorporación de contratos de largo plazo con generadores implica beneficios económicos sin inversión asociada, no hay duda alguna que los ahorros más importantes aparecen cuando se incorpora la solución de autogeneración (con mayor penetración posible) en la ecuación.

Una vez incluida la solución de AG con 44% del consumo eléctrico a partir de generación in-situ, el GUH debería analizar en detalle si está interesado en asumir el “riesgo” de avanzar con la firma de un contrato en dólares a largo plazo. No hay duda, que dicho compromiso tendría aparejado un beneficio económico y se lograrían ahorros adicionales cercanos a los u\$s 344.000.

Por último, si se incorpora el concepto de la tasa interna de retorno (TIR) del proyecto de autogeneración y se considera el escenario más conservador, la inversión logra una TIR en u\$s de 13,3%. **(Ver Anexo II)**

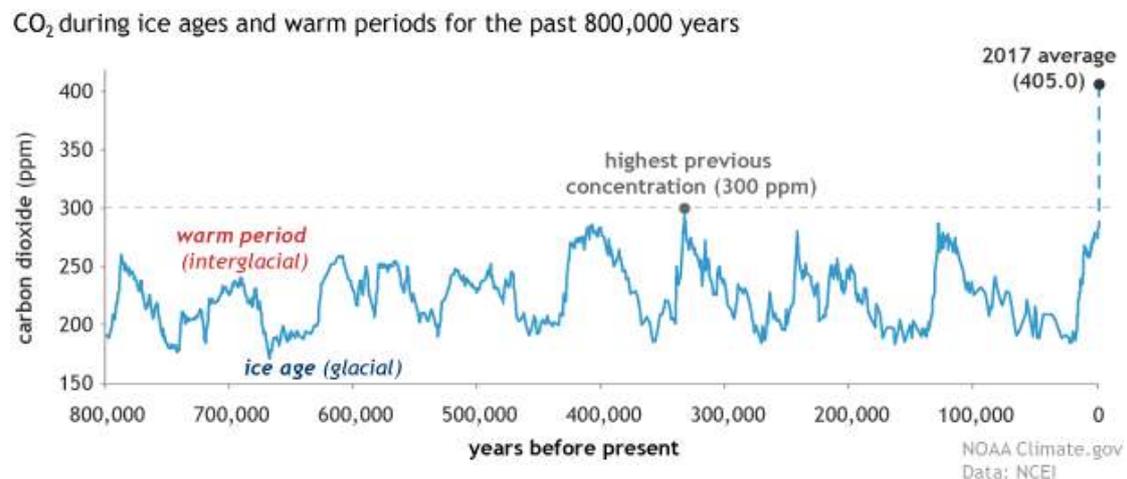
Asimismo, dicho retorno correspondería en caso de invertir 100% capital propio, pero si el cliente decide tomar un préstamo a menor tasa que el retorno en cuestión, el proyecto se lograría apalancar. Considerando las condiciones adversas del mercado financiero actual, se podría considerar una línea de financiamiento en dólares del 9%, 6 años de plazo y cubriendo el 70% de la inversión, el proyecto se lograría apalancar, alcanzando una TIR del 18,6% en dólares.

CONSIDERACIONES AMBIENTALES

El Cambio Climático es un cambio significativo y duradero de los patrones locales o globales del clima. Las causas pueden ser tanto naturales, como, por ejemplo, variaciones en la energía que se recibe del sol, erupciones volcánicas, circulación oceánica, procesos biológicos y otros; o bien por influencia antrópica (por las actividades humanas), como, por ejemplo, a través de las emisiones de CO₂ y otros gases que atrapan calor en la atmósfera, o alteración del uso de grandes extensiones de suelos que causan un calentamiento global.¹⁴

El cambio climático es la mayor amenaza medioambiental a la que se enfrenta nuestro planeta. Desde la revolución industrial hasta hoy, la quema de combustibles fósiles (petróleo, carbón y gas), que se usan para producir energía, libera gases de efecto invernadero (CO₂) a la atmósfera, aumentando la temperatura de la Tierra y provocando una distorsión en el sistema climático global.¹⁵

Asimismo, en la siguiente figura, se aprecian las variaciones de la concentración de dióxido de carbono de los últimos 400.000 años (en partes por millón, PPM). Si bien se pueden observar ciclos de ascensos y descensos de dicha concentración, en ningún momento se había notado una concentración de CO₂ en la atmósfera, mayor a las 300 PPM. Sin embargo, en los últimos 60 años, se ha superado ampliamente dicha concentración, alcanzado valores (mayores a las 400 PPM de CO₂) sin precedencia en la historia del hombre.

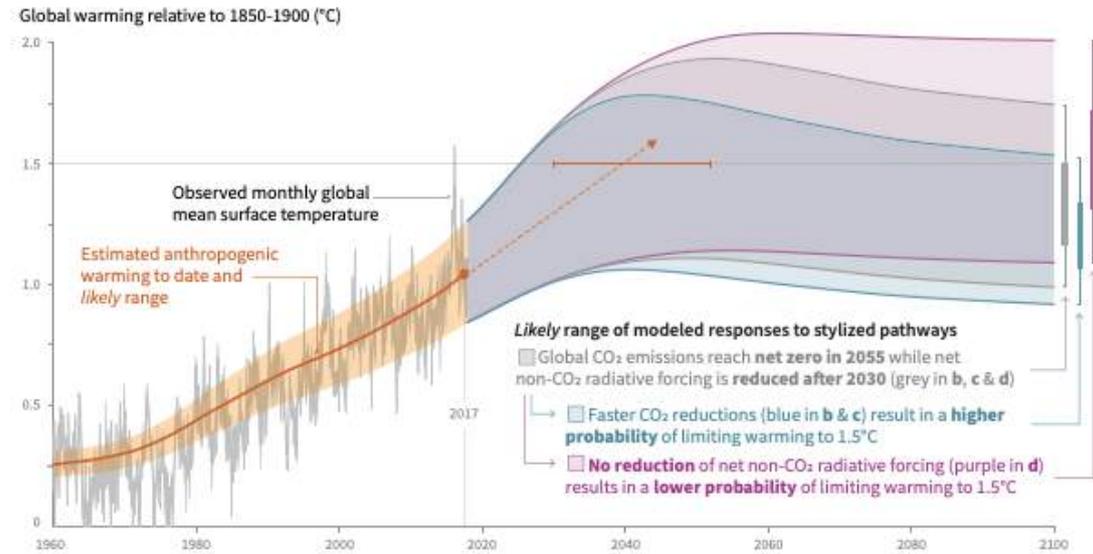


Fuente: National Oceanic and Atmospheric Administration

¹⁴ Naciones Unidas (1992). Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático. Pág. 3

¹⁵ Greenpeace Argentina (2011). Cambio climático.

Las actividades económicas que ha desarrollado el ser humano en los últimos 150 años (transporte, energía, industria, deforestación, agricultura, ganadería, minería, etc.) han liberado cantidades enormes de gases de efecto invernadero (GEI) a la atmósfera, lo que ha provocado el aumento de la temperatura promedio de La Tierra en 1°C, provocando una distorsión en el sistema climático global.¹⁶



Fuente: IPCC: Global Warming of 1.5°C

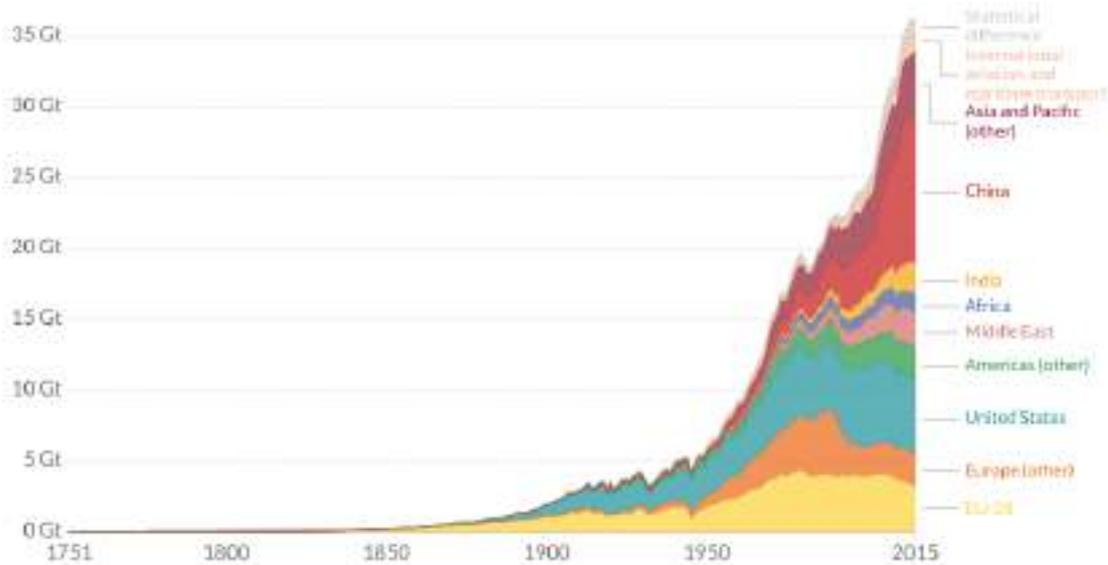
La causa principal del cambio climático, es generado por la combustión de combustibles fósiles, lo que a su vez agrava el problema en una espiral de retroalimentación: el deshielo posibilita acceder a petróleo que generará un mayor cambio climático. Al haber una disminución de la cobertura del hielo, la capacidad de reflejar la radiación solar (albedo) es menor, lo que produce un mayor calentamiento de la superficie terrestre, que a su vez provoca más deshielo.¹⁷

Tal como se puede observar en el siguiente gráfico, históricamente, los países que más han "contribuido" a las emisiones de dióxido de carbono son los considerados desarrollados que integran la Organization for Economic Co-operation and Development (OECD). Sin embargo,

¹⁶ Duarte, Carlos (2006). *Cambio global: Impacto de la actividad humana sobre el sistema Tierra*. CSIC. Pág. 27.

¹⁷ Greenpeace (2015). *Ártico, el océano más desprotegido del planeta*. Pág. 7

países como China, India y Pakistán han tomado protagonismo en materia de impacto ambiental en los últimos años debido a su constante crecimiento económico y poblacional.



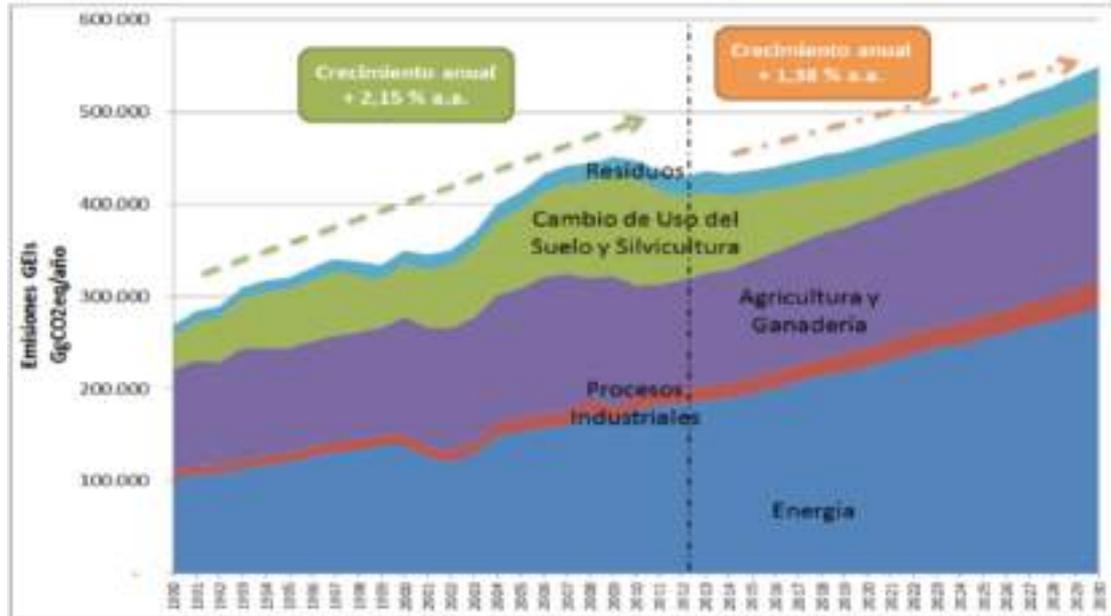
Fuente: Carbon Dioxide Information Analysis Center (CDIAC)

Si bien, el concepto que implicaba la elección entre el cuidado del medio ambiente o el desarrollo económico era real en el pasado, afortunadamente, esta idea fue mutando y en los últimos años países como Alemania, Noruega, Uruguay y estados como California, han demostrado que es posible aumentar la actividad económica y el producto bruto en simultáneo al cuidado del medio ambiente.

En el caso de Argentina en particular, el país aporta menos del 1% del total mundial de gases de efecto invernadero (GEI). Sin embargo, la nación cuenta con pésimos registros per cápita. La Argentina cuenta con un registro de 9,86 toneladas de CO₂e (equivalentes) al año por habitante, ubicándolo aún por encima de ciudadanos daneses (9,36 toneladas), italianos (7,25 toneladas) o franceses (6,59 toneladas). En tanto, las emisiones per cápita de los argentinos son las más altas de América Latina.¹⁸

¹⁸ Beljansky, Mariela – Presentación EAS Clase 2, Pág. 104.

Como se puede observar a continuación, la huella de carbono nacional se compone básicamente por los rubros energéticos, agricultura & ganadería y en menor escala el cambio de uso de suelo y residuos.



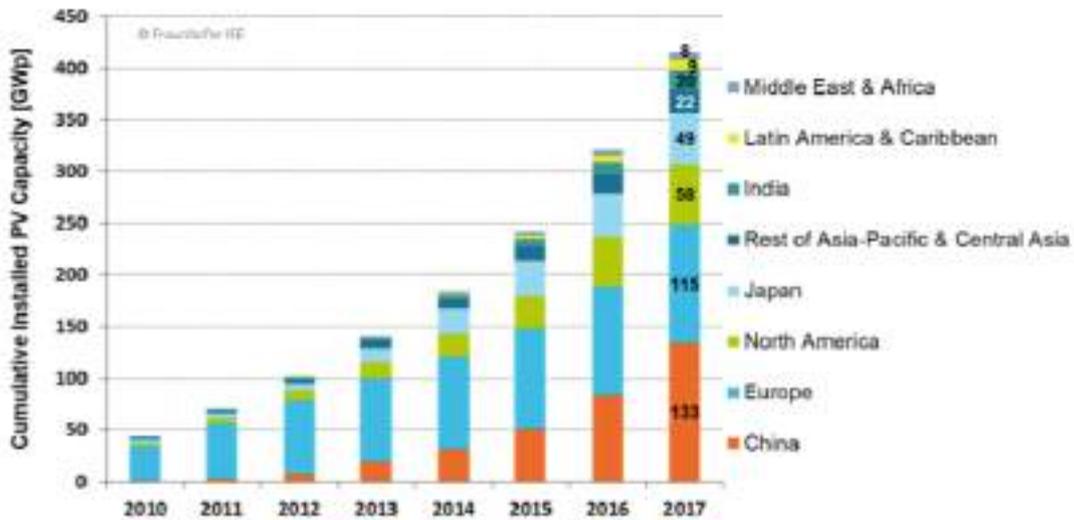
Fuente: Presentación Mariela Beljansky – Maestría en Energía (EAS)

Todos los escenarios de estabilización estudiados indican que entre un 60% y un 80% de las potenciales reducciones de GEI provendrían del abastecimiento y utilización de energía y de los procesos industriales, y que la eficiencia energética desempeñaría un papel esencial en numerosos escenarios.¹⁹

En el caso particular del caso en estudio, primero se analizará la instalación de autogeneración, es decir, se considerarán los detalles técnico-ambientales asociados a la tecnología solar fotovoltaica.

¹⁹ IPCC 2007

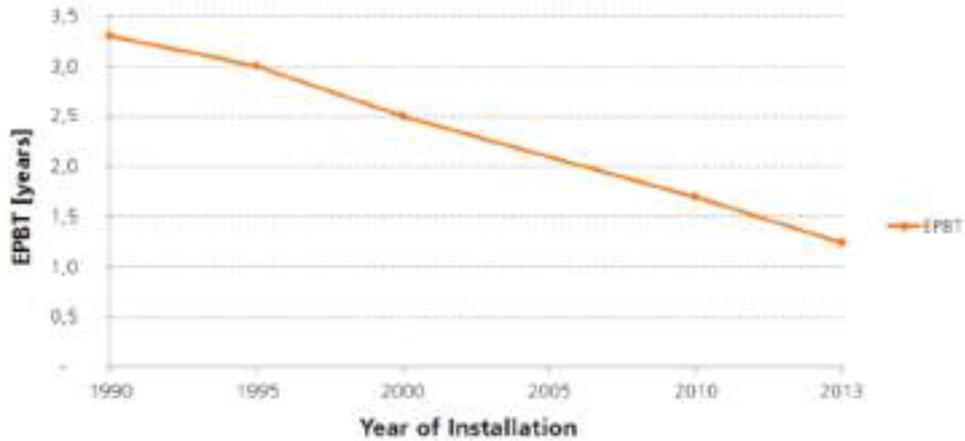
La producción de paneles solares se ha venido desarrollando tan fuertemente en las últimas décadas, especialmente en los últimos años, lo cual ha generado un avance tecnológico considerable a la hora de analizar la energía requerida para la fabricación de los módulos solares. Tanto es así que, para fin del año 2017, la potencia solar instalada (acumulada) en el mundo superaba los 400 GWp. En la siguiente figura se logra observar el detalle de potencia creciente y las regiones con mayor participación en la instalación de la tecnología.



Fuente: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE 2018

En tanto, tal como se puede apreciar a continuación, la Tasa de Retorno Energética (TRE), también conocida como EPBT (Energy PayBack Time), ha disminuido considerablemente en los últimos años debido a la reducción en el uso de insumos para la fabricación de paneles solares fotovoltaicos.

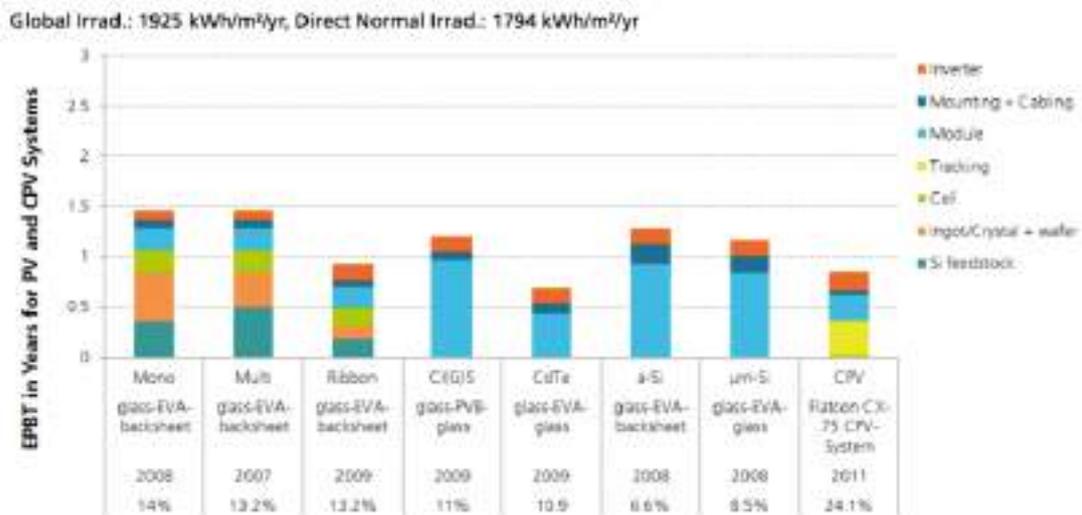
Optimización de competitividad y certeza de costos futuros: Integración de una solución de autogeneración renovable con el mercado a término para un gran usuario en el sector agropecuario



Fuente: EPIA Sustainability Working Group Fact Sheet

Por otro lado, se debe considerar que los módulos fotovoltaicos no son el único componente del sistema solar, por lo que se debe contemplar la energía consumida para la fabricación del resto de los componentes (denominados Balance-of-system o BoS).

En la siguiente figura, se logra observar en detalle las proporciones de energía consumida, para la producción de la totalidad de componentes del sistema de energía solar.



Fuente: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE 2018

Surge de esta exposición, que los componentes del sistema de generación in-situ cuenta con una tasa de retorno energético de 1.5 años (se considera el primer gráfico de barras dado que son módulos monocristalinos). Es decir, que se recupera la energía destinada para la fabricación de los insumos, en 18 meses. De tal forma, dicho sistema genera energía limpia, libre de emisiones de CO₂e (dióxido de carbono equivalente) por un periodo superior a los 23 años (si se considera una vida limitada a los 25 años).

En el caso particular del emprendimiento agrícola-ganadero, en términos de consumo eléctrico, originalmente el aprovisionamiento de energía eléctrica es completamente de la red, por lo que se puede considerar un impacto anual de 1,470 Tn de CO₂e. Si el mismo cálculo se desea extrapolar a largo plazo (en términos ambientales, se considerarán 25 años), la huella de carbono ascendería a las 36,750 Tn de CO₂e. Lo cual puede ser equivalente al consumo de más de 9 millones de litros de combustible. **(Ver Anexo III)**

En el caso del proyecto de autogeneración con el fin de abastecer el 44% del consumo, el sistema solar FV logra genera una totalidad de 28,500 MWh en 25 años (se contempla la degradación y pérdida de eficiencia con el traspaso del tiempo). Asimismo, se puede considerar que prácticamente la totalidad de dicha energía es completamente limpia (considerando los 18 meses en los que el sistema recupera la energía invertida en su producción).

De esta forma, es interesante detallar que el proyecto que cubre el 44% del consumo in-situ, representa un ahorro de emisiones cercano a los 13,950 Tn de CO₂e. Los cálculos realizados han sido efectuados considerando, en primer lugar, la energía “invertida” en la producción del sistema de generación y, luego, contemplando un ratio de conversión de 0,5 Tn de CO₂e / MWh.²⁰

En tanto, si bien el consumo a autoabastecer asciende al 44%, en términos ambientales, la huella de carbono se reduciría (en comparación al uso permanente de energía por parte de la red eléctrica) en un 38% y esto se debe principalmente al tiempo en el cual se recupera la energía invertida en la producción de los paneles solares y los demás componentes (BoS).

²⁰ Cálculo del factor de emisión de CO₂ de la Red Argentina de Energía Eléctrica, Secretaría de Energía

	Consumo anual	Consumo total	Tn CO2e	% ahorro
MEM	2,940	73,500	36,750	
AG 44% + MEM	2,940	73,500	22,800	38 %

Por otro lado, en el caso de considerar la solución que no solo cuenta con los mayores ahorros económicos sino, adicionalmente, alcanza la mayor penetración de energías renovables en el consumo del GUH (AG 44% + PPA 24% + MEM 32%), se debe adicionar la reducción de emisiones de carbono equivalente perteneciente al contrato celebrado bajo el MATER.

En el caso particular del cálculo de ahorro de emisiones a partir del contrato de PPA, se puede considerar que la tecnología por la cual se abastecerá dicho contrato será por medio de energía solar (también podría ser a partir de eólica), por lo que el cálculo de impacto ambiental será proporcional al realizado anteriormente. En el caso de considerar un 68% de abastecimiento a partir de fuentes renovables, el ahorro de emisiones, en 25 años, ascendería a las 24,236 Tn de CO₂e.

	Consumo anual	Consumo total	Tn CO2e	% ahorro
MEM	2.940	73.500	36.750	
AG 44% + 24% PPA + 32% MEM	2.940	73.500	12.514	65 %

CONCLUSIONES

Luego de haber presentado el caso de estudio en detalle, no hay duda alguna que el emprendimiento agrícola-ganadero integra el listado de los Grandes Usuarios Habilitados ya que su potencia media anual es superior a los 300 kW de potencia. Por tal razón, debe cumplir efectiva e individualmente con los objetivos establecidos por la Ley 27191.

Los sujetos obligados a tomar una acción en particular con respecto a las obligaciones legales (establecidas como metas mínimas), cuentan con tres alternativas de cumplimiento, las cuales no necesariamente deben ser excluyentes, sino por el contrario pueden ser complementarias.

En tanto, como se ha presentado, si el GUH no toma ningún tipo de acción al respecto, él mismo recaerá en la alternativa de compra conjunta al estado (CMMESA), el cuál a su vez, se abastece de energía renovable por medio de las licitaciones públicas denominadas RenovAr.

Sin embargo, si bien la alternativa de la CC no conlleva ningún tipo de inversión y/o compromiso en dólares a largo plazo, no hay duda que en términos económicos (y ambientales) no resulta la alternativa más eficiente.

Asimismo, dicha alternativa sólo cubriría los porcentajes mínimos establecidos por la Ley (si, eventualmente, el estado alcanza a cubrir dichos porcentajes). Por supuesto, que, de mantenerse en la CC, el estado no fiscalizaría al sujeto obligado y no podría penalizar al GUH en caso de no alcanzar con los objetivos planteados en la Ley.

Por otro lado, se podría analizar la alternativa de avanzar con la firma de un contrato de abastecimiento de energía renovable con un generador, bajo el régimen del MATER. Dichos contratos, en caso de celebrarlos con el generador directamente, implican compromisos de largo plazo (10,15 o 20 años) en dólares.

Los montos a los cuales se ofrecen los contratos correspondientes, dependerán directamente de la cantidad de energía a proveer (relación inversamente proporcional), perfil de compañía (si se trata de una corporación global no sería lo mismo que si es una empresa local), garantías que ofrezca el "off-taker" (comprador de energía) y otros detalles de menor relevancia. Todo esto implica un exhaustivo "due diligence" previo del proyecto de generación a ser considerado.

Asimismo, el abastecimiento por parte del generador renovable puede cubrir porcentajes mínimos de consumo eléctrico por parte del emprendimiento rural o bien puede considerarse objetivos más ambiciosos hasta alcanzar el 100% de la demanda. Tanto la alternativa de abastecer un porcentaje mínimo (por ejemplo 20%) o la totalidad del suministro eléctrico mediante un PPA, traería aparejado, ahorros económicos en relación a la alternativa de mantenerse en la compra conjunta al estado.

Por supuesto, que avanzar con la firma de contratos de abastecimiento a largo plazo (en dólares) puede considerarse como una actividad riesgosa y más aún si es por la totalidad del suministro, dado la obligación para con el generador será por la totalidad del consumo eléctrico y por un período no menor a los 10 años.

En tanto, ambas alternativas de cumplimiento legal (CC y PPA), cuentan con la característica que no implican una inversión económica por parte del gran usuario, ya que en el primer caso únicamente se debe abonar el costo de la energía renovable; y en el segundo, se debe proceder a la firma de un contrato de largo plazo, pero luego, los pagos son mensuales, tal cual se abonaría la energía en la actualidad. En ambos casos, si bien se estaría cumpliendo con los requisitos de la Ley y se estaría consumiendo energía renovable, poco importaría la fuente, estrictamente, de generación.

Por último, con respecto a las alternativas de compra conjunta y de los contratos de PPA, es importante destacar que ambas alternativas corresponden al “valor de la energía” y a ello se le deben adicionar el cargo del peaje (a cargo de la distribuidora local en este caso) y la carga impositiva, tanto de CAMMESA para la parte de potencia y energía, como así también de EDESAL.

La tercer y última alternativa consiste en la autogeneración por parte del gran usuario habilitado de energía eléctrica. A su vez, la autogeneración puede ser in-situ (denominada detrás del medidor) o bien se puede generar energía eléctrica en un punto A, transportar dicha energía y consumir la misma en un punto B. Esta última metodología, debería proceder a la solicitud de prioridad de despacho bajo el MATER ya que se solicitaría capacidad en las líneas de transmisión.

En cambio, la alternativa de autogeneración detrás del medidor tiene como ventaja, en la humilde opinión del autor, que no “disputa” por la capacidad ociosa de las líneas de transmisión y en cierta forma se la puede considerar como una acción de eficiencia energética.

Asimismo, la alternativa de AG cuenta con los siguientes beneficios adicionales:

- Certeza de costos futuros
- Eficiencia en costos
- Menor aversión al riesgo
- Mayor certeza de costos futuros
- Menor dependencia sobre la ampliación de líneas de transporte y distribución
- Menor carga impositiva asociada
- Seguro contra incertidumbre política
- Menor dependencia de combustibles fósiles y volatilidad económica
- Liderazgo
- Responsabilidad Social Empresaria
- Sustentabilidad

En el caso particular del emprendimiento agro y dado su curva de demanda, el proyecto de autoconsumo que optimiza los retornos, se encuentra establecido en 790 kWp / 650 kW. En tanto dicho proyecto abastecería el 44% del consumo total del GUH.

Sin embargo, como se ha comentado anteriormente, las obligaciones y porcentajes establecidos por la Ley son considerados como requisitos mínimos y claro está que se pueden buscar alternativas más ambiciosas si se desea.

Como se puede observar a continuación, se han estudiado todas las combinaciones posibles de abastecimiento energético:

Alternativa	Costo anual	Ahorro anual (Vs Default)	% de ahorro
CC 20% + 80% MEM (Default)	u\$s 377.096	-	-
PPA 20% + 80% MEM	u\$s 369.393	u\$s 7.703	2,04 %
PPA 100%	u\$s 344.744	u\$s 32.352	8,58 %
AG 20% + 80% MEM	u\$s 334.548	u\$s 42.548	11,28 %
AG 44% + 56% MEM	u\$s 272.404	u\$s 104.692	27,76 %
AG 44% + 24% PPA + 32% MEM	u\$s 265.317	u\$s 111.779	29,64 %

Asimismo, también se desarrollaron los diversos escenarios a largo plazo, definiendo lo siguiente:

Alternativa	Costo total año 1-5	Costo total año 6-10	Costo total año 11-15	Costo total año 16-20	Costo Total
CC + MEM	u\$ 1.885.481	u\$ 1.970.212	u\$ 1.900.886	u\$ 1.830.791	u\$ 7.587.370
PPA + MEM	u\$ 1.846.967	u\$ 1.939.400	u\$ 1.801.520	u\$ 1.742.979	u\$ 7.330.866
PPA	u\$ 1.723.722	u\$ 1.723.722	u\$ 1.342.433	u\$ 1.342.433	u\$ 6.132.311
AG 20% + MEM	u\$ 1.643.342	u\$ 1.765.176	u\$ 1.703.554	u\$ 1.645.012	u\$ 6.757.084
AG 44% + MEM	u\$ 1.362.020	u\$ 1.426.723	u\$ 1.383.588	u\$ 1.342.609	u\$ 5.514.939
AG 44% + PPA + MEM	u\$ 1.326.587	u\$ 1.364.716	u\$ 1.251.600	u\$ 1.227.452	u\$ 5.170.354

En caso de aplicar el valor actual neto (VAN), función por la cual se logra calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, los valores se detallan a continuación:

Alternativa	Costo Total	Ahorros vs Default	% de ahorro	VAN
CC 20% + 80% MEM (Default)	u\$ 7.587.370	-		
PPA 20% + 80% MEM	u\$ 7.330.866	u\$ 256.503	3,38 %	u\$ 81.037
PPA 100%	u\$ 6.132.311	u\$ 1.455.059	19,18 %	u\$ 444.510
AG 20% + 80% MEM	u\$ 6.757.084	u\$ 830.285	10,94 %	u\$ 536.615
AG 44% + 56% MEM	u\$ 5.514.939	u\$ 2.072.431	27,31 %	u\$ 1.013.194
AG 44% + 24% PPA + 32% MEM	u\$ 5.170.354	u\$ 2.417.015	31,86 %	u\$ 1.109.912

VALIDACIÓN DE HIPÓTESIS

Si bien la incorporación de contratos de largo plazo con generadores implica beneficios económicos sin inversión asociada, no hay duda alguna que los ahorros más importantes aparecen cuando se incorpora la solución de autogeneración (con mayor penetración posible) en la ecuación.

Una vez incluida la solución de AG con 44% del consumo eléctrico a partir de generación in-situ, el GUH debería analizar en detalle si está interesado en asumir el “riesgo” de avanzar con la firma de un contrato en dólares a largo plazo. No hay duda, que dicho compromiso tendría aparejado un beneficio económico y se lograrían ahorros adicionales cercanos a los u\$s 344.000.

Por otro lado, en términos ambientales, en el caso de considerar la solución que no solo cuenta con los mayores ahorros económicos sino, adicionalmente, alcanza la mayor penetración de energías renovables en el consumo del GUH (AG 44% + PPA 24% + MEM 32%), se debe adicionar la reducción de emisiones de carbono equivalente perteneciente al contrato celebrado bajo el MATER.

En el caso particular del cálculo de ahorro de emisiones a partir del contrato de PPA, se puede considerar que la tecnología por la cual se abastecerá dicho contrato será por medio de energía solar (también podría ser a partir de eólica), por lo que el cálculo de impacto ambiental será proporcional al realizado anteriormente. En el caso de considerar un 68% de abastecimiento a partir de fuentes renovables, el ahorro de emisiones, en 25 años, ascendería a las 24,236 Tn de CO₂e.

Bibliografía

Argentina Energy Plan – Secretaría de Gobierno de Energía,

https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/plan_energetico.pdf

Asociación Grandes Usuarios Energía Eléctrica República Argentina, AGUEERA (2018), Energías Renovables: Rumbo al 2025.

Balance Energético Nacional 2015 (2016).

Beljansky, Katz, Alberio, Barbarán (2018), Escenarios Energéticos Argentina 2040,

<https://www.escenariosenergeticos.org/publicaciones/>.

Bloomberg NEF (2018), Clean Energy Investment Trends,

<https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Clean-Energy-Investment-Trends-2018.pdf>.

Bloomberg NEF (2018), Emerging Markets Outlook 2018: Energy transition in the world's fastest growing economies.

Bolinger, M., S. Weaver, and J. Zuboy (2015), "Is \$50/MWh solar for real? Falling project prices and rising capacity factors drive utility-scale PV toward economic competitiveness", Progress in Photovoltaics: Research and Applications, Vol. 23, No. 12, pp. 1847-1856,

<https://utilityscalesolar.lbl.gov/sites/all/files/lbnl-183129.pdf>

Bolinger, M. and J. Seel (2016), Utility-Scale Solar 2015: An Empirical Analysis of Project Cost, Performance, and Pricing Trends in the United States, Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL), <https://emp.lbl.gov/publications/utility-scale-solar-2015-empirical>.

Bolinger, M. and J. Seel (2018), Utility-Scale Solar 2015: Empirical trends in Project Technology, Cost, Performance and PPA pricing in the United States, Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL).

BP Energy Outlook 2018 Edition.

BRS. 2000. Evaluación de posibilidades físicas y económicas de riego con aguas subterráneas en la provincia de San Luis. 239 pp.

CAMMESA – Informe Anual 2017,

<http://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>

CanadianSolar (2016), Solar Industry Technology Report 2015-2016,

https://www.canadiansolar.com/media/canadian_solar-solar_industry_technology_report_2015-2016.pdf

EPIA Sustainability Working Group Fact Sheet

Fiorelli, J. and M. Zuercher-Martinson (2013), "How oversizing your array-to-inverter ratio can improve solar-power system performance", Solar Power World, Vol. 7, pp. 42-48.

Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF (2018), Global Trends in Renewable Energy

Investment 2018, http://www.iberglobal.com/files/2018/renewable_trends.pdf

Fraunhofer ISE (2019), "Photovoltaics report", Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, Freiburg,

<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>

Fraunhofer ISE (2018), Levelized cost of electricity renewable energy technologies.

Fu, R. et al. (2015), Economic Competitiveness of US Utility-Scale Photovoltaics Systems in 2015: Regional Cost Modeling of Installed Cost (\$/W) and LCOE. (\$/kWh), Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), 2015 IEEE 42nd, New Orleans.

International Energy Agency, IEA, (2018): World Energy Balances: Overview.

IPCC: Global Warming of 1.5°C (2018), https://report.ipcc.ch/sr15/pdf/sr15_spm_final.pdf

IRENA (2016), The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_Power_to_Change_2016.pdf

IRENA (2017), Planning for the Renewable Future: Long-term modeling and tools to expand variable renewable power in emerging economies.

IRENA (2017), Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2018), Renewable Power Generation Costs in 2017, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018_summary.pdf?la=en&hash=6A74B8D3F7931DEF00AB88BD3B339CAE180D11C3.

Klimstra, Jacob (2015), Power Supply Challenges: Solutions for Integrating Renewables.

Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis – Version 12.0 (2018), <https://www.lazard.com/media/450784/lazards-levelized-cost-of-energy-version-120-vfinal.pdf>

National Oceanic and Atmospheric Administration.

Rautkivi, Matti (2017), Goodbye to Deerland: Leading your utility through the American energy transition.

Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (2018), Renewables 2018: Global Status Report. http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2018/06/17-8652_GSR2018_FullReport_web_final_.pdf.

Ritchie Hannah & Roser Max, Our World in Data: CO2 and other Greenhouse Gas Emissions (2018), <https://ourworldindata.org/co2-and-other-greenhouse-gas-emissions>

Romero, Carlos & Mastronardi Leonardo (2017), Desarrollo de Vaca Muerta: Impacto Económico Agregado y Sectorial.

Secretaría de Energía (2018), Cálculo del factor de emisión de CO₂ de la Red Argentina de Energía Eléctrica, <http://datos.minem.gob.ar/dataset/calculo-del-factor-de-emision-de-co2-de-la-red-argentina-de-energia-electrica>

SolarPower Europe (2017), Global Market Outlook for Solar Power: 2017/2021, SolarPower Europe, Brussels.

World Economic Forum, WEF, (2016): Renewable Infrastructure Investment Handbook: A Guide for Institutional Investors.

Wirth, Harry (2018), Recent facts about Photovoltaics in Germany, <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/recent-facts-about-pv-in-germany.html>.

ANEXOS

Anexo I - Cálculo de soluciones de autogeneración

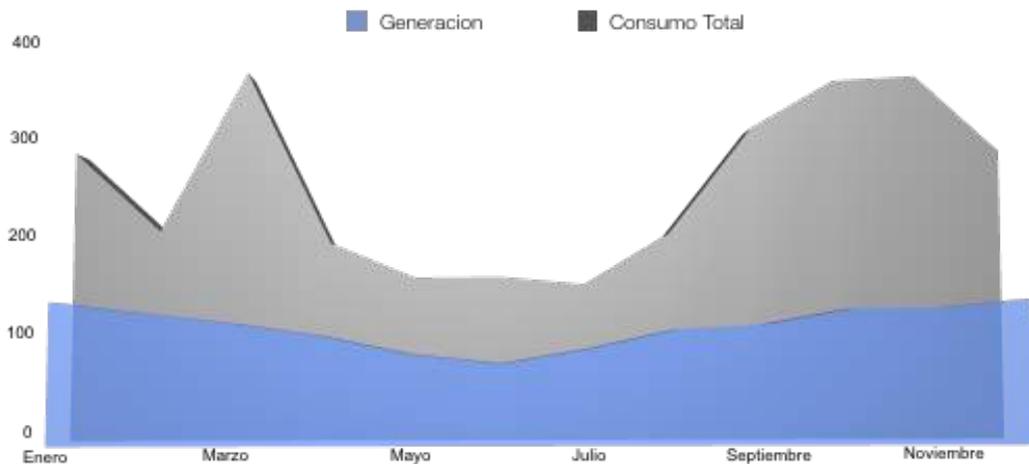
Alternativa 1

- 790 kWp de paneles solares
- 650 kW de inversores
- Ratio DC/AC: 1.22
- kWh / kWp: 1638 (datos obtenidos de Meteonorm)
- Generación anual: 1293 MWh

Generación inicial desglosada mensualmente:



Gráfico comparativo entre generación mensual y consumo total (resto, pico y valle)



Para determinar el costo normalizado de energía, se utiliza la fórmula de Levelized Cost Of Energy, detallada a continuación:

$$LCOE = \frac{\text{Initial investment} - \sum_{t=1}^N \frac{\text{Depreciation}}{(1 + \text{Discount Rate})^t} \times (\text{Tax Rate}) + \sum_{t=1}^N \frac{\text{Annual Costs}}{(1 + \text{Discount Rate})^t} \times (1 - \text{Tax Rate}) - \frac{\text{Residual Value}}{(1 - \text{Discount Rate})^N}}{\sum_{t=1}^N \frac{\text{Energy Production}}{(1 + \text{Discount Rate})^t}}$$

Ahora bien, si se consideran las siguientes suposiciones y luego se reemplaza en la fórmula anteriormente detallada, se obtiene el valor de u\$s 48 / MWh.

- CAPEX: u\$s 1.120.000 / MWp
- OPEX: u\$s 14.000 / año
- Vida útil del sistema de generación: 25 años (con su degradación correspondiente)
- Tasa T-bond 20 años: 2,8%
- Tasa de descuento VAN/u\$s: 12%

Los cálculos de LCOE tienen contemplados la devolución anticipada del IVA (como mayor beneficio fiscal) y el monto restante corresponde al concepto de amortizaciones aceleradas. En cada caso particular, se realizaron los cálculos proporcionales de acuerdo a los beneficios establecidos en u\$s 425.000 / MW en la disposición 281/E2017 para la tecnología solar FV.

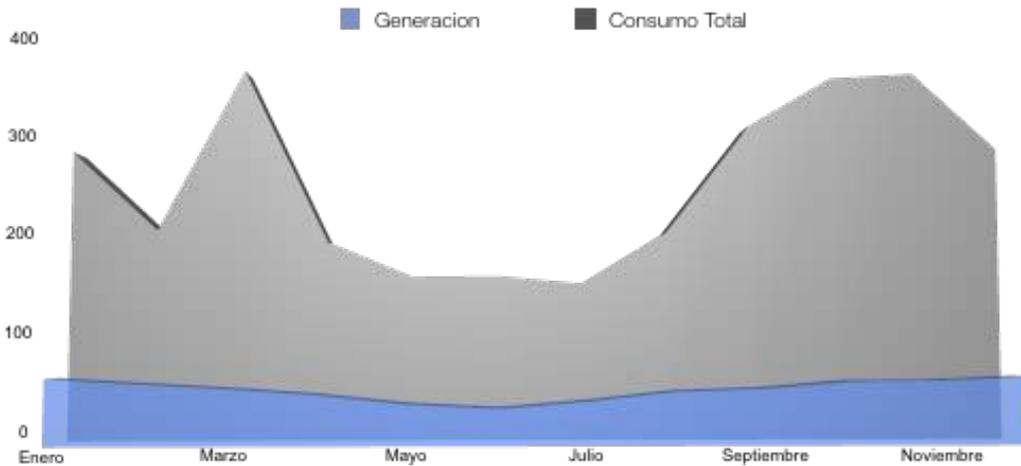
Alternativa 2

- 365 kWp de paneles solares
- 300 kW de inversores
- Ratio DC/AC: 1.22
- kWh / kWp: 1638 (datos obtenidos de Meteonorm)
- Generación anual: 597 MWh

Generación inicial desglosada mensualmente:



Gráfico comparativo entre generación mensual y consumo total (resto, pico y valle)



Adicionalmente, en este escenario se consideran los siguientes valores económicos:

- CAPEX: u\$s 1.400.000 / MWp
- OPEX: u\$s 14.000 / año
- Vida útil del sistema de generación: 25 años (con su degradación correspondiente)

Optimización de competitividad y certeza de costos futuros: Integración de una solución de autogeneración renovable con el mercado a término para un gran usuario en el sector agropecuario

- Tasa T-bond 20 años: 2,8%
- Tasa de descuento VAN/u\$: 12%

Reemplazando dichos valores en la misma ecuación, se obtienen un valor normalizado de la energía de u\$s 58 / MWh.

Alternativa 3

- 214 kWp de paneles solares
- 175 kW de inversores
- Ratio DC/AC: 1.22
- kWh / kWp: 1632 (datos obtenidos de Meteonorm)
- Generación anual: 350 MWh

Generación inicial desglosada mensualmente:

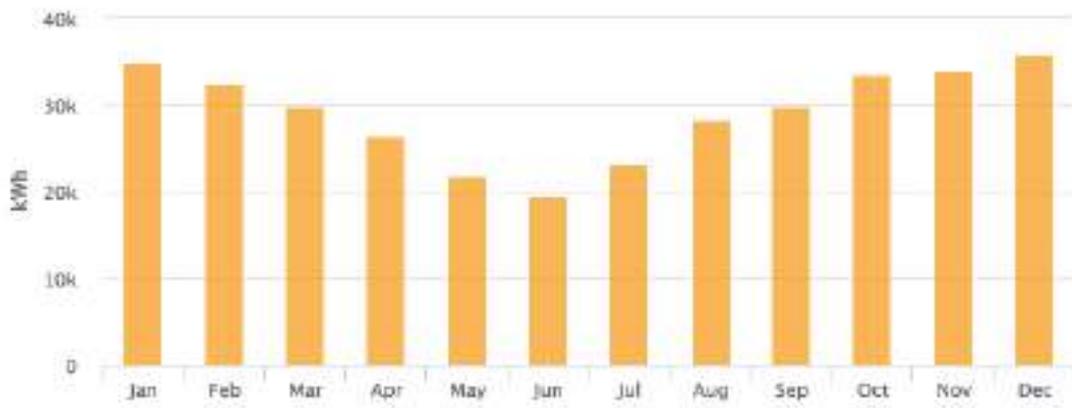
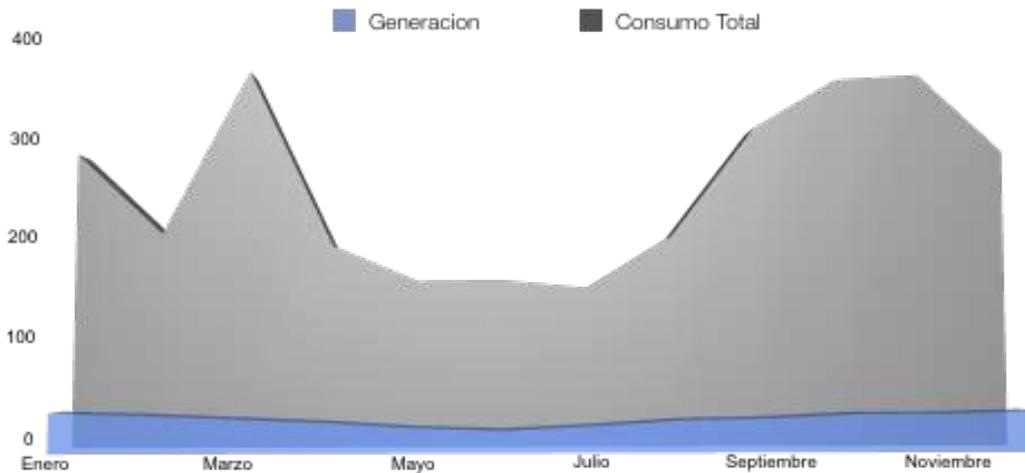


Gráfico comparativo entre generación mensual y consumo total (resto, pico y valle)



Adicionalmente, en este escenario se consideran los siguientes valores económicos:

- CAPEX: u\$s 1.580.000 / MWp
- OPEX: u\$s 14.000 / año
- Vida útil del sistema de generación: 25 años (con su degradación correspondiente)

Optimización de competitividad y certeza de costos futuros: Integración de una solución de autogeneración renovable con el mercado a término para un gran usuario en el sector agropecuario

- Tasa T-bond 20 años: 2,8%
- Tasa de descuento VAN/u\$: 12%

Reemplazando dichos valores en la misma ecuación, se obtienen un valor normalizado de la energía de u\$s 70 / MWh.

Anexo II - Cálculo de ahorros

Descripción	1-5 años	6-10 años	11-15 años	16-20 años
Consumo anual	2940	2940	2940	2940
Carga impositiva MEM	31 %	31 %	31 %	31 %
Carga impositiva Peaje	40 %	40 %	40 %	40 %
Peaje	u\$s 22	u\$s 22	u\$s 22	u\$s 22
MEM*	u\$s 74	u\$s 80	u\$s 76	u\$s 72
CC*	u\$s 76	u\$s 74	u\$s 72	u\$s 69
PPA*	u\$s 66	u\$s 66	u\$s 46	u\$s 46
AG 20%	u\$s 58	u\$s 58	u\$s 58	u\$s 58
AG 44%	u\$s 48	u\$s 48	u\$s 48	u\$s 48

Alternativa	Costo tarifa	Impuesto MEM	Peaje	Impuesto Peaje	Total
CC	u\$s 76	31 %	u\$s 22	40 %	u\$s 130
MEM	u\$s 74	31 %	u\$s 22	40 %	u\$s 128
PPA	u\$s 66	31 %	u\$s 22	40 %	u\$s 117
AG 20 %	u\$s 58	-	-	-	u\$s 58
AG 44 %	u\$s 48	-	-	-	u\$s 48

* Las alternativas de CC, MEM y PPA incluyen el cargo de u\$s 2 / MWh correspondiente al transporte

Alternativa	Tarifa total año 1-5	Tarifa total año 6-10	Tarifa total año 11-15	Tarifa total año 16-20
CC	u\$s 130	u\$s 128	u\$s 125	u\$s 121
MEM	u\$s 128	u\$s 136	u\$s 130	u\$s 125
PPA	u\$s 117	u\$s 117	u\$s 91	u\$s 91
AG 20 %	u\$s 58	u\$s 58	u\$s 58	u\$s 58
AG 44 %	u\$s 48	u\$s 48	u\$s 48	u\$s 48

Alternativa	Costo anual	Ahorro anual (Vs 20% CC + 80% MEM)
CC 20% + 80% MEM	u\$s 377.096	-
PPA 20% + 80% MEM	u\$s 369.393	u\$s 7.703
PPA 100%	u\$s 344.744	u\$s 32.352
AG 20% + 80% MEM	u\$s 334.548	u\$s 42.548
AG 44% + 56% MEM	u\$s 272.404	u\$s 104.692
AG 44% + 24% PPA + 32% MEM	u\$s 265.317	u\$s 111.779

Alternativa	Costo total año 1-5	Costo total año 6-10	Costo total año 11-15	Costo total año 16-20	Costo Total
CC + MEM	u\$s 1.885.481	u\$s 1.970.212	u\$s 1.900.886	u\$s 1.830.791	u\$s 7.587.370
PPA + MEM	u\$s 1.846.967	u\$s 1.939.400	u\$s 1.801.520	u\$s 1.742.979	u\$s 7.330.866
PPA	u\$s 1.723.722	u\$s 1.723.722	u\$s 1.342.433	u\$s 1.342.433	u\$s 6.132.311
AG 20% + MEM	u\$s 1.643.342	u\$s 1.765.176	u\$s 1.703.554	u\$s 1.645.012	u\$s 6.757.084
AG 44% + MEM	u\$s 1.362.020	u\$s 1.426.723	u\$s 1.383.588	u\$s 1.342.609	u\$s 5.514.939
AG 44% + PPA + MEM	u\$s 1.326.587	u\$s 1.364.716	u\$s 1.251.600	u\$s 1.227.452	u\$s 5.170.354

VAN (u\$s 12%)

referencia año	3.3%	3.4%	3.5%	3.6%	3.7%	3.8%	3.9%	4.0%	4.1%	4.2%	4.3%	4.4%	4.5%	4.6%	4.7%	4.8%	4.9%	5.0%	
5000000	0	32	62	93	124	155	187	219	251	283	315	347	379	411	443	475	507	539	571
Default	\$ 387.650	\$ 389.520	\$ 391.390	\$ 393.260	\$ 395.130	\$ 397.000	\$ 398.870	\$ 400.740	\$ 402.610	\$ 404.480	\$ 406.350	\$ 408.220	\$ 410.090	\$ 411.960	\$ 413.830	\$ 415.700	\$ 417.570	\$ 419.440	\$ 421.310
PPA + MESA	\$ 599.730	\$ 599.350	\$ 598.970	\$ 598.590	\$ 598.210	\$ 597.830	\$ 597.450	\$ 597.070	\$ 596.690	\$ 596.310	\$ 595.930	\$ 595.550	\$ 595.170	\$ 594.790	\$ 594.410	\$ 594.030	\$ 593.650	\$ 593.270	\$ 592.890
PPA	\$ 384.387	\$ 384.230	\$ 384.073	\$ 383.916	\$ 383.759	\$ 383.602	\$ 383.445	\$ 383.288	\$ 383.131	\$ 382.974	\$ 382.817	\$ 382.660	\$ 382.503	\$ 382.346	\$ 382.189	\$ 382.032	\$ 381.875	\$ 381.718	\$ 381.561
AU 20% + MESA	\$ 334.640	\$ 334.540	\$ 334.440	\$ 334.340	\$ 334.240	\$ 334.140	\$ 334.040	\$ 333.940	\$ 333.840	\$ 333.740	\$ 333.640	\$ 333.540	\$ 333.440	\$ 333.340	\$ 333.240	\$ 333.140	\$ 333.040	\$ 332.940	\$ 332.840
AU 40% + MESA	\$ 299.634	\$ 299.634	\$ 299.634	\$ 299.634	\$ 299.634	\$ 299.634	\$ 299.634	\$ 299.634	\$ 299.634	\$ 299.634	\$ 299.634	\$ 299.634	\$ 299.634	\$ 299.634	\$ 299.634	\$ 299.634	\$ 299.634	\$ 299.634	\$ 299.634
AU 40% + PPA + MESA	\$ 289.317	\$ 289.317	\$ 289.317	\$ 289.317	\$ 289.317	\$ 289.317	\$ 289.317	\$ 289.317	\$ 289.317	\$ 289.317	\$ 289.317	\$ 289.317	\$ 289.317	\$ 289.317	\$ 289.317	\$ 289.317	\$ 289.317	\$ 289.317	\$ 289.317
MARKET																			
PPA + MESA	\$ 7.070	\$ 6.140	\$ 5.210	\$ 4.280	\$ 3.350	\$ 2.420	\$ 1.490	\$ 500	\$ 500	\$ 500	\$ 500	\$ 500	\$ 500	\$ 500	\$ 500	\$ 500	\$ 500	\$ 500	\$ 500
PPA	\$ 23.200	\$ 24.130	\$ 25.060	\$ 25.990	\$ 26.920	\$ 27.850	\$ 28.780	\$ 29.710	\$ 30.640	\$ 31.570	\$ 32.500	\$ 33.430	\$ 34.360	\$ 35.290	\$ 36.220	\$ 37.150	\$ 38.080	\$ 39.010	\$ 39.940
AU 20% + MESA	\$ 83.190	\$ 83.040	\$ 82.890	\$ 82.740	\$ 82.590	\$ 82.440	\$ 82.290	\$ 82.140	\$ 81.990	\$ 81.840	\$ 81.690	\$ 81.540	\$ 81.390	\$ 81.240	\$ 81.090	\$ 80.940	\$ 80.790	\$ 80.640	\$ 80.490
AU 40% + MESA	\$ 115.251	\$ 120.105	\$ 124.959	\$ 129.813	\$ 134.667	\$ 139.521	\$ 144.375	\$ 149.229	\$ 154.083	\$ 158.937	\$ 163.791	\$ 168.645	\$ 173.499	\$ 178.353	\$ 183.207	\$ 188.061	\$ 192.915	\$ 197.769	\$ 202.623
AU 40% + PPA + MESA	\$ 122.227	\$ 123.192	\$ 124.157	\$ 125.122	\$ 126.087	\$ 127.052	\$ 128.017	\$ 128.982	\$ 129.947	\$ 130.912	\$ 131.877	\$ 132.842	\$ 133.807	\$ 134.772	\$ 135.737	\$ 136.702	\$ 137.667	\$ 138.632	\$ 139.597

TIR AG vs PPA

Año	Inversión sin IVA	Valor residual	Gastos O&M	Generación MWh/año	Tarifa Red/PPA	Ahorro de Gastos	F.Fondos Neto
0	(882.954)						
1	-	-	(11.057)	1.294	u\$s 117	u\$ 151.351	u\$s 140.295
2	-	-	(11.278)	1.287	u\$s 117	u\$ 150.594	u\$s 139.317
3	-	-	(11.503)	1.281	u\$s 117	u\$ 149.841	u\$s 138.338
4	-	-	(11.733)	1.274	u\$s 117	u\$ 149.092	u\$s 137.359
5	-	-	(11.968)	1.268	u\$s 117	u\$ 148.347	u\$s 136.379
6	-	-	(12.207)	1.262	u\$s 117	u\$ 147.605	u\$s 135.398
7	-	-	(12.451)	1.255	u\$s 117	u\$ 146.867	u\$s 134.416
8	-	-	(12.700)	1.249	u\$s 117	u\$ 146.133	u\$s 133.432
9	-	-	(12.954)	1.243	u\$s 117	u\$ 145.402	u\$s 132.448
10	-	-	(13.214)	1.237	u\$s 117	u\$ 144.675	u\$s 131.461
11	-	-	(13.478)	1.230	u\$s 91	u\$ 111.962	u\$s 98.485
12	-	-	(13.747)	1.224	u\$s 91	u\$ 111.403	u\$s 97.655
13	-	-	(14.022)	1.218	u\$s 91	u\$ 110.846	u\$s 96.823
14	-	-	(14.303)	1.212	u\$s 91	u\$ 110.291	u\$s 95.989
15	-	-	(14.589)	1.206	u\$s 91	u\$ 109.740	u\$s 95.151
16	-	-	(14.881)	1.200	u\$s 91	u\$ 109.191	u\$s 94.311
17	-	-	(15.178)	1.194	u\$s 91	u\$ 108.645	u\$s 93.467
18	-	-	(15.482)	1.188	u\$s 91	u\$ 108.102	u\$s 92.620
19	-	-	(15.791)	1.182	u\$s 91	u\$ 107.562	u\$s 91.770
20	-	u\$s 48.965	(16.107)	1.176	u\$s 91	u\$ 107.024	u\$s 139.881
TIR (USD)							13,3 %
VAN (USD)						12 %	61.327

TIR AG Apalancada

Año	Inversión sin IVA	Gastos O&M	Ahorro de gastos	Crédito tomado	Pago gastos, interés y capital	Efecto I/G Intereses	F.Fondos Neto
1	(882.954)	-	-	618.068	-	22.714	(242.172)
	-	(11.057)	151.351	-	(158.637)	19.469	1.126
2	-	(11.278)	150.594	-	(149.366)	16.224	6.175
3	-	(11.503)	149.841	-	(140.095)	12.979	11.222
4	-	(11.733)	149.092	-	(130.824)	9.735	16.269
5	-	(11.968)	148.347	-	(121.553)	6.490	21.315
6	-	(12.207)	147.605	-	(112.282)	3.245	26.360
7	-	(12.451)	146.867	-	-	-	134.416
8	-	(12.700)	146.133	-	-	-	133.432
9	-	(12.954)	145.402	-	-	-	132.448
10	-	(13.214)	144.675	-	-	-	131.461
11	-	(13.478)	111.962	-	-	-	98.485
12	-	(13.747)	111.403	-	-	-	97.655
13	-	(14.022)	110.846	-	-	-	96.823
14	-	(14.303)	110.291	-	-	-	95.989
15	-	(14.589)	109.740	-	-	-	95.151
16	-	(14.881)	109.191	-	-	-	94.311
17	-	(15.178)	108.645	-	-	-	93.467
18	-	(15.482)	108.102	-	-	-	92.620
19	-	(15.791)	107.562	-	-	-	91.770
20	48.965	(16.107)	107.024	-	-	-	90.916
Monto de inversión Neto		882.954			TIR (USD)		18,625 %
% Capital de terceros		70 %			VAN (USD): AI 12 %		166.097
Monto del Préstamo		618.068					
Tasa de Interés		9,0 %					
Plazo		6					

Anexo III – Cálculo de huella de carbono

Huella de carbono con consumo de la red

Año	MWh	Factor	Tn CO2e	Arboles equivalentes	Lts de combustible equivalentes
1	2.940	0,5	1.470	287	363.229
2	5.880	0,5	2.940	574	726.459
3	8.820	0,5	4.410	861	1.089.688
4	11.760	0,5	5.880	1.149	1.452.918
5	14.700	0,5	7.350	1.436	1.816.147
6	17.640	0,5	8.820	1.723	2.179.377
7	20.580	0,5	10.290	2.010	2.542.606
8	23.520	0,5	11.760	2.297	2.905.836
9	26.460	0,5	13.230	2.584	3.269.065
10	29.400	0,5	14.700	2.872	3.632.295
11	32.340	0,5	16.170	3.159	3.995.524
12	35.280	0,5	17.640	3.446	4.358.753
13	38.220	0,5	19.110	3.733	4.721.983
14	41.160	0,5	20.580	4.020	5.085.212
15	44.100	0,5	22.050	4.307	5.448.442
16	47.040	0,5	23.520	4.595	5.811.671
17	49.980	0,5	24.990	4.882	6.174.901
18	52.920	0,5	26.460	5.169	6.538.130
19	55.860	0,5	27.930	5.456	6.901.360
20	58.800	0,5	29.400	5.743	7.264.589
21	61.740	0,5	30.870	6.030	7.627.818
22	64.680	0,5	32.340	6.318	7.991.048
23	67.620	0,5	33.810	6.605	8.354.277
24	70.560	0,5	35.280	6.892	8.717.507
25	73.500	0,5	36.750	7.179	9.080.736

Ahorro de emisiones – AG 44%

Año	MWh	Eficiencia	Factor	Tn CO2e	Arboles equivalentes	Lts de Combustible equivalentes
1	1.294	100,0 %	0,5	-640	-125	-158.227
2	1.287	99,5 %	0,5	3	1	795
3	1.281	99,0 %	0,5	644	126	159.022
4	1.274	98,5 %	0,5	1.281	250	316.457
5	1.268	98,0 %	0,5	1.915	374	473.106
6	1.262	97,5 %	0,5	2.545	497	628.971
7	1.255	97,0 %	0,5	3.173	620	784.057
8	1.249	96,6 %	0,5	3.798	742	938.367
9	1.243	96,1 %	0,5	4.419	863	1.091.906
10	1.237	95,6 %	0,5	5.037	984	1.244.677
11	1.230	95,1 %	0,5	5.652	1.104	1.396.685
12	1.224	94,6 %	0,5	6.265	1.224	1.547.932
13	1.218	94,2 %	0,5	6.874	1.343	1.698.423
14	1.212	93,7 %	0,5	7.480	1.461	1.848.162
15	1.206	93,2 %	0,5	8.083	1.579	1.997.152
16	1.200	92,8 %	0,5	8.682	1.696	2.145.397
17	1.194	92,3 %	0,5	9.279	1.813	2.292.900
18	1.188	91,8 %	0,5	9.873	1.929	2.439.667
19	1.182	91,4 %	0,5	10.464	2.044	2.585.699
20	1.176	90,9 %	0,5	11.052	2.159	2.731.001
21	1.170	90,5 %	0,5	11.638	2.273	2.875.577
22	1.164	90,0 %	0,5	12.220	2.387	3.019.430
23	1.159	89,6 %	0,5	12.799	2.500	3.162.563
24	1.153	89,1 %	0,5	13.375	2.613	3.304.981
25	1.147	88,7 %	0,5	13.949	2.725	3.446.687

Ahorro de emisiones – AG 44% + PPA 24%

Año	MWh	Factor	Tn CO2e	Arboles equivalentes	Lts de combustible equivalentes
1	2.014	0,5	1.007	197	248.775
2	2.007	0,5	1.004	196	247.976
3	2.001	0,5	1.000	195	247.181
4	1.994	0,5	997	195	246.390
5	1.988	0,5	994	194	245.603
6	1.982	0,5	991	194	244.819
7	1.975	0,5	988	193	244.040
8	1.969	0,5	984	192	243.265
9	1.963	0,5	981	192	242.493
10	1.957	0,5	978	191	241.725
11	1.950	0,5	975	191	240.961
12	1.944	0,5	972	190	240.201
13	1.938	0,5	969	189	239.445
14	1.932	0,5	966	189	238.693
15	1.926	0,5	963	188	237.944
16	1.920	0,5	960	188	237.199
17	1.914	0,5	957	187	236.458
18	1.908	0,5	954	186	235.720
19	1.902	0,5	951	186	234.987
20	1.896	0,5	948	185	234.256
21	1.890	0,5	945	185	233.530
22	1.884	0,5	942	184	232.807
23	1.879	0,5	939	183	232.088
24	1.873	0,5	936	183	231.372
25	1.867	0,5	933	182	230.660
Total	48.472	0,5	24.236	4.735	5.988.589