

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES – ITBA
ESCUELA DE POSTGRADO

EVOLUCION DE LA RENTABILIDAD CON LA BAJA ESPERADA EN EL VALOR DEL CAPEX

Proyecto Solar Fotovoltaico: Recreo, Catamarca

AUTOR: Rojas, Ezequiel Nicolas (Leg. N° 1040956)

**DOCENTE/S TUTOR/ES: Scholand, Luis
Bernardotti, Eduardo**

**TRABAJO FINAL PRESENTADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
ESPECIALISTA EN ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO Y GAS
NATURAL**

BUENOS AIRES

PRIMER Y SEGUNDO CUATRIMESTRE, 2018

ÍNDICE

- 1) PRESENTACIÓN
 - a. OBJETIVO Y ALCANCE DEL PROYECTO
 - b. EMPLAZAMIENTO
 - i. CARACTERÍSTICAS DEL EMPLAZAMIENTO
 - ii. OBSTÁCULOS – SHADING
 - iii. CARACTERÍSTICAS SOLARIMÉTRICAS Y CLIMÁTICAS
 - c. NORMATIVA

- 2) CONTEXTO MUNDIAL, REGIONAL Y LOCAL
 - a. CONTEXTO MUNDIAL
 - b. CONTEXTO REGIONAL
 - c. CONTEXTO LOCAL
 - i. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA
 - ii. PROYECCIÓN DE LA OFERTA
 - iii. PLANIFICACIÓN DE AMPLIACIONES DE TRANSPORTE LOCALES, NACIONALES E INTERNACIONALES

- 3) HIPÓTESIS BASE: CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO, SUPUESTOS Y FUNDAMENTOS
 - a. EVALUACIÓN DEL RECURSO
 - b. MATRIZ DE SELECCIÓN
 - c. DISEÑO DEL PARQUE Y TECNOLOGÍAS
 - i. SISTEMAS PRINCIPALES
 - ii. SISTEMAS SECUNDARIOS
 - iii. SISTEMAS COMPLEMENTARIOS
 - d. COSTOS ASOCIADOS AL PROYECTO
 - e. HIPÓTESIS DE VENTA
 - f. HIPÓTESIS DE FINANCIAMIENTO

- 4) ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO
 - a. SUPUESTOS CASO BASE
 - b. FLUJO DE FONDOS – CASO BASE
 - c. FLUJO DE FONDOS – CASO SPOT

- 5) SENSIBILIDADES
 - a. ELIMINACIÓN DE BENEFICIOS FISCALES
 - b. FACTOR DE USO
 - c. COSTO DE LA TECNOLOGÍA

- 6) CONCLUSIONES

- 7) EVOLUCIÓN DE LA RENTABILIDAD CON LA BAJA ESPERADA EN EL VALOR DEL CAPEX

1. PRESENTACIÓN

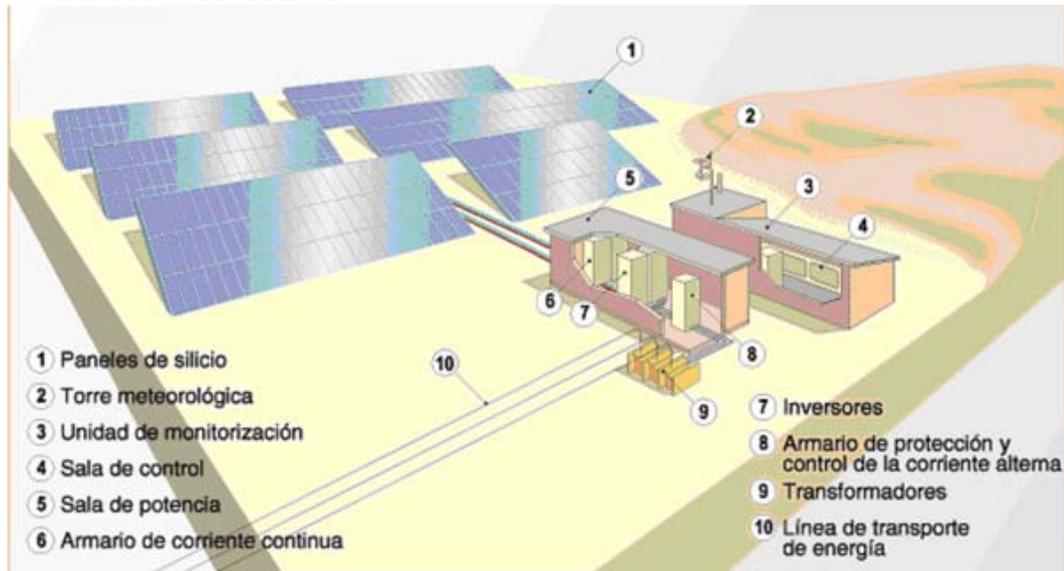
Nuestro planeta recibe del sol una cantidad de energía anual de aproximadamente 1,6 millones de kWh, de los cuales sólo un 40% es aprovechable, una cifra que representa varios cientos de veces la energía que se consume actualmente en forma mundial; es una fuente de energía descentralizada, limpia e inagotable. El aprovechamiento energético está entonces condicionado por la intensidad de radiación solar recibida por la tierra, los ciclos diarios y anuales a los que está sometida y las condiciones climatológicas del lugar. Se define energía solar a aquella que mediante conversión a calor o electricidad se aprovecha de la radiación proveniente del sol; otra forma de aprovechamiento asociado considera la posibilidad de hacer uso de la iluminación natural y las condiciones climatológicas de cada emplazamiento en la construcción de edificios mediante lo que se denomina arquitectura bioclimática.

Energía Solar Fotovoltaica

La tecnología fotovoltaica busca convertir directamente la radiación solar en electricidad. Basada en el efecto fotoeléctrico, en el proceso emplea unos dispositivos denominados celdas fotovoltaicas, los cuales son semiconductores sensibles a la luz solar; de manera que cuando se expone a esta, se produce en la celda una circulación de corriente eléctrica entre sus dos caras. Los componentes de un sistema fotovoltaico dependen del tipo de aplicación que se considera (conectada o no a la red) y de las características de la instalación. Una central fotovoltaica está formada por los equipos destinados a producir, regular, acumular y transformar la energía eléctrica. Las partes de la central son las siguientes:

- 1. Paneles de silicio: Dispositivos que contienen las células fotovoltaicas, las cuales, al ser excitadas por una radiación luminosa, generan una tensión eléctrica entre sus bornes.
- 2. Torre meteorológica: Instalación que mide y analiza las principales variables meteorológicas que inciden en la radiación luminosa existente en cada instante. Envía esta información a la sala de control.
- 3. Unidad de monitorización.
- 4. Sala de control: Instalación que permite la supervisión y control del funcionamiento de todos los sistemas y equipos de la central. Está diseñada para alertar de cualquier incidente operativo que pueda producirse durante el funcionamiento de la central.
- 5. Sala de potencia.
- 6. Armario de corriente continua: Equipo que recibe la corriente continua generada en los paneles solares y que contiene, en general, los dispositivos de mando, medida, protección y regulación correspondientes.
- 7. Inversores: Es un sistema formado por dispositivos electrónicos semiconductores que permiten la conversión de la corriente continua en alterna. Existen diversos tipos, atendiendo a la potencia que controlan y a la clase de dispositivos electrónicos del que está formado.
- 8. Armario de protección y control de la corriente alterna: Equipo que recibe la corriente eléctrica alterna convertida en el inversor, y que contiene, en general, los dispositivos de mando, medida, protección y regulación correspondientes.
- 9. Transformadores: Equipo que eleva la tensión de la corriente eléctrica producida en el generador eléctrico, para minimizar las pérdidas en el transporte. Actúa por inducción electromagnética y consta de un núcleo de hierro dulce sobre el que se devanan dos conductores: primario (pasa la corriente a transformar) y secundario (produce corriente eléctrica a alta tensión y baja intensidad).
- 10. Línea de transporte de energía: Elementos por los que se transporta la

electricidad producida en la central hasta la red general de transporte y distribución del sistema.



Aprovechamientos

La tecnología fotovoltaica actualmente ya es competitiva para electrificar emplazamientos alejados de las líneas eléctricas como, por ejemplo, viviendas rurales, bombeo de agua, señalización, alumbrado público, equipos de emergencia, etcétera. Sus principales ventajas son:

- * Evitar un costoso mantenimiento de líneas eléctricas en zonas de difícil acceso
- * Eliminar los costos ecológicos y estéticos de la instalación de líneas en esas condiciones
- * Contribuir a evitar el despoblamiento progresivo de determinadas zonas
- * Es una energía descentralizada que puede ser captada y utilizada en todo el territorio
- * Una vez instalada tiene un costo energético nulo
- * Mantenimiento y riesgo de avería muy bajo
- * Tipo de instalación fácilmente modulable, con lo que se puede aumentar o reducir la potencia instalada fácilmente según las necesidades
- * No produce contaminación de ningún tipo
- * Se trata de una tecnología en rápido desarrollo que tiende a reducir el costo y aumentar el rendimiento.

Los sistemas fotovoltaicos se pueden clasificar en dos grandes grupos de acuerdo a si están conectados a la red o no. Los que no están conectados a la red suelen cubrir pequeños consumos eléctricos en el mismo lugar en el que se produce la demanda, por ejemplo, para electrificación de hogares alejados de la red eléctrica, alumbrado público, aplicaciones agrícola – ganaderas, señalización y comunicaciones, sistemas de depuración de aguas. A diferencia de estos, los sistemas conectados a la red se ubican en forma de centrales fotovoltaicas o en sistemas integrados en edificios.

Ventajas y desventajas de la tecnología solar fotovoltaica:

Ventajas:

- > Tecnología madura y fiable, que no supone ningún problema para su conexión a la red eléctrica.

- > Tecnología ampliamente desarrollada y de bajos costos de operación y mantenimiento (pocas partes y componentes).
- > Relativamente bajos costos de capital y con tendencia a costos decrecientes.
- > Sistemas modulares, lo que facilita su transporte y escalamiento incluso en zonas aisladas.
- > Independencia de combustibles fósiles

Desventajas:

- > Recurso intermitente y volátil
- > Exige importantes superficies para su instalación
- > Baja eficiencia

1. a) OBJETO Y ALCANCE DEL PROYECTO

El presente documento tiene como objetivo describir las principales características técnicas y económicas del Proyecto Solar Fotovoltaico PSFV que cumple con lo que el gobierno buscaría adjudicar en un futuro Renovar 2.5/3, ya que el mismo estaría en línea como para ingresar en la Fase 2 del Renovar 2. La Fase 2 es una ampliación del Renovar 2 en donde se adjudicaron 225 MW de potencia instalada Solar con un precio de U\$S 41,76 MWh. La variable precio está definida por un promedio adjudicado en la fase 1. Asumimos que este precio se toma como posible y competitivo para un futuro Renovar 2.5/3.

Si bien no hubo este año un Renovar 2.5/3 y parece que no va a haberlo, cuando corresponda estaríamos preparados para entrar en la licitación.

Nuestro proyecto estará emplazado en la localidad de Recreo, ciudad ubicada en el extremo sudeste de la provincia argentina de Catamarca a desarrollarse en la homónima localidad.

El Parque Solar que se proyecta construir deberá disponer de una potencia de generación mínima base de 20 MW-pico, y será desarrollado en un predio de propiedad del estado provincial destinado para tal fin; el usufructo del mismo fue cedido por la provincia contando con el aval provincial y municipal pertinente y el uso del suelo es apto para este tipo de proyectos contando con los estudios de impacto ambiental correspondientes.

1.b) EMPLAZAMIENTO

El sitio de emplazamiento del parque se encuentra ubicado en la Localidad de Recreo, perteneciente al Departamento homónimo De la Provincia de Catamarca, Argentina.

El terreno sobre el cual se desarrollará el proyecto tiene las siguientes características:

- Matrícula Catastral N°: 04-21-75-5828.
- Superficie Total del inmueble: 75 has.
- Reservadas para el desarrollo del parque solar actual: 70 Has.

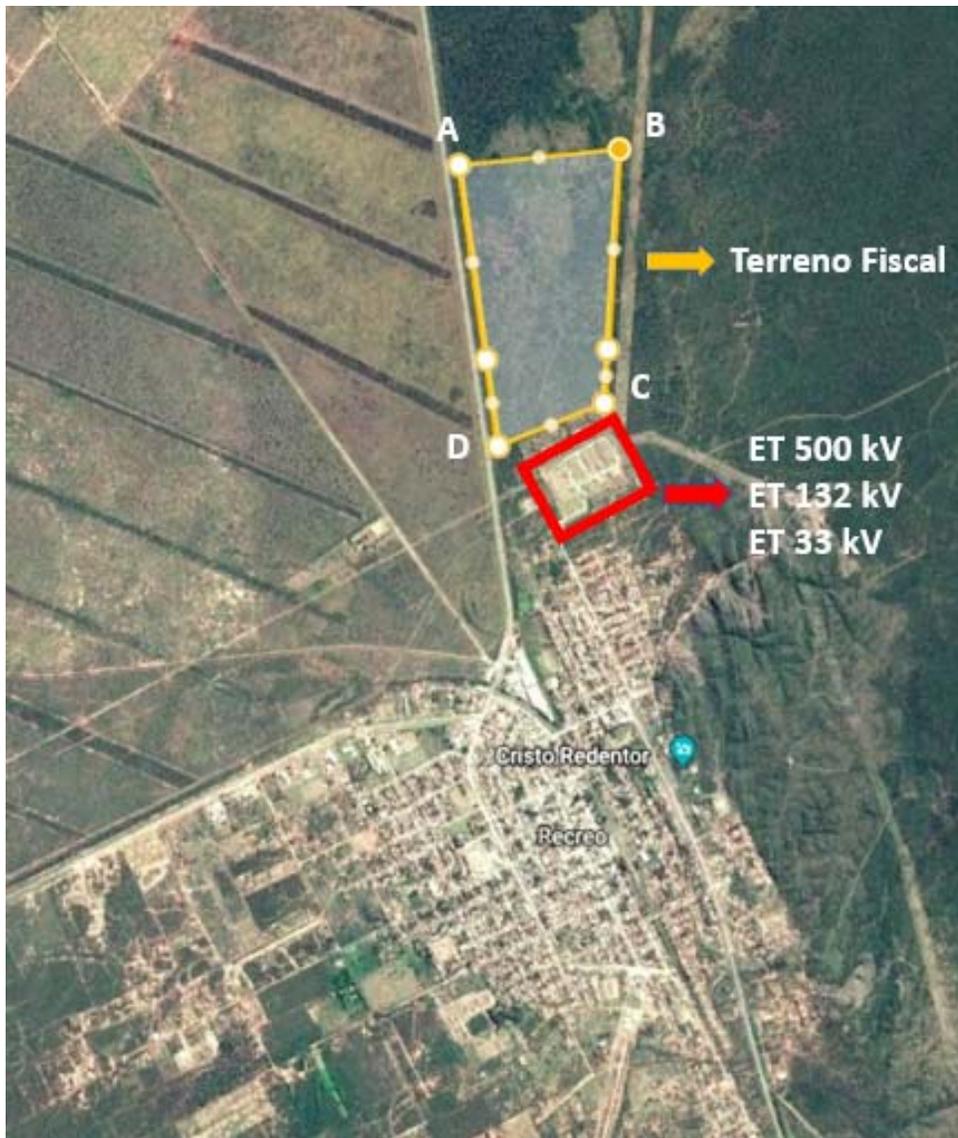
- Titular del Inmueble: Propiedad del Estado Provincial por Decreto del Poder Ejecutivo Provincial N° 1846 de fecha 05/11/1980.

Se encuentra ubicado a la vera de la Ruta Provincial N° 157, en el acceso a la localidad de Recreo Provincia de Catamarca.

El terreno necesario para la instalación del generador solar, los caminos internos, líneas de media tensión, cableado, estación transformadora y otras utilidades de terreno, se establecieron sobre la base de un proyecto que tendrá un área afectada para el parque de 75 has.

1.b) i) CARACTERÍSTICAS DEL EMPLAZAMIENTO

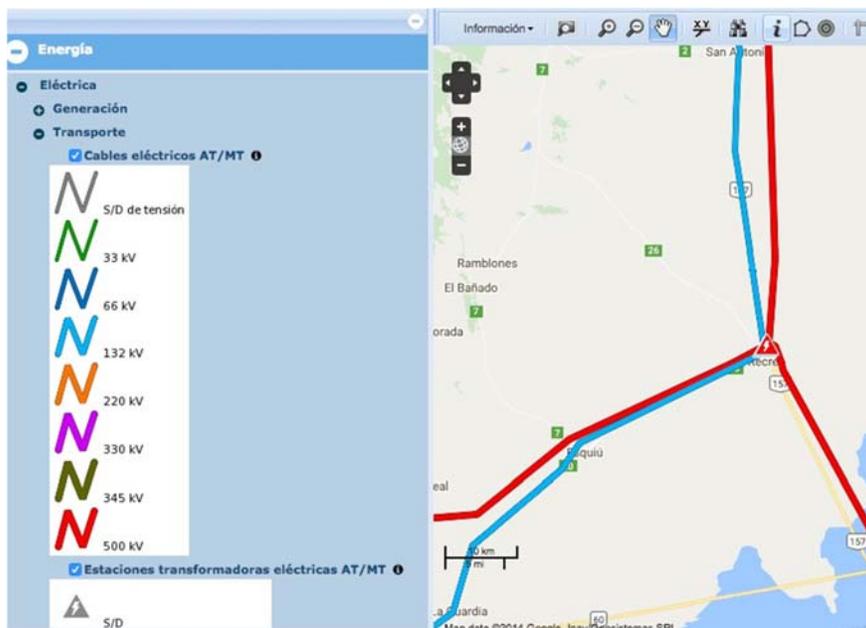
Las características principales del lugar elegido para la implantación del parque solar son las siguientes:



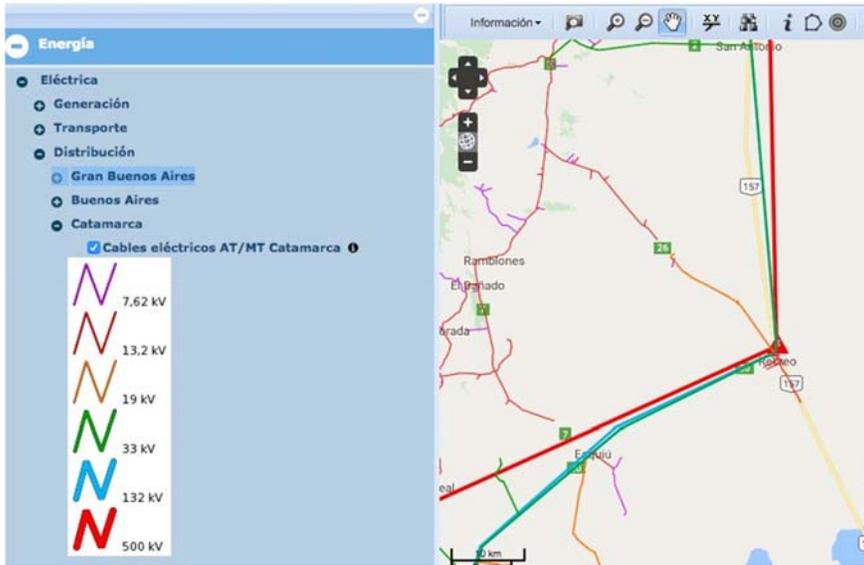
Detalle de coordenadas del proyecto:

| PUNTO | LATITUD | LONGITUD |
|-------|------------|------------|
| A | 29°14'47"S | 65°03'52"O |
| B | 29°14'41"S | 65°03'21"O |
| C | 29°15'28"S | 65°03'23"O |
| D | 29°15'35"S | 65°03'24"O |

Información geográfica del Ex Ministerio de Energía y Minería sobre transporte en cables eléctricos AT/MT de 132 kV y 500 kV respectivamente y Estaciones Transformadoras de 500 kV, 132 kV y 33 kV:



Información geográfica del Ex Ministerio de Energía y Minería sobre distribución en cables eléctricos AT/MT de 500 kV, 132 kV, 33 kV respectivamente:



Asumimos que lo disponible en transmisión para el MATER no se va a usar en el corriente año y estará apto para utilizar en un futuro Renovar 2.5/3 para el año que viene.

Anexo Informe Mater septiembre 2018

Punto de Interconexión: Recreo 132 kV E.T. Potencia máxima disponible 130 MW.

1.b) ii) OBSTÁCULOS - SHADING

En el presente proyecto no hay presencia de obstáculos cercanos presentes a lo largo de la línea del horizonte que podrían causar sombras sobre la instalación fotovoltaica.

1.b) iii) CARACTERÍSTICAS SOLARIMÉTRICAS Y CLIMÁTICAS

Las características orográficas y según los datos de irradiación global de la zona hacen del mismo un lugar adecuado para el aprovechamiento de este tipo de recursos.



En el extremo sudeste de la Provincia de Catamarca, el clima es subtropical, con estación seca, temperaturas medias que oscilan entre los 20°C y precipitaciones anuales de 400 mm.

2) a) CONTEXTO MUNDIAL

Los sistemas de electricidad a nivel mundial están atravesando un periodo de transición y transformación, siendo los principales temas de interés los siguientes:

- Descarbonización de la electricidad (Reemplazo de combustibles fósiles por ERNC y Almacenamiento como factor clave en la descarbonización)
- Electrificación de la economía (son cada vez más las actividades electrificadas)
- Descentralización (recursos energéticos distribuidos)
- Digitalización del sector (avances en tecnología digital que transforma la planificación y las operaciones del sistema)
- Regionalización de los mercados
- Integración de sistemas para mayor eficiencia en la explotación de recurso y economía de escala
- Acceso universal

La preocupación por el cambio climático ha dado lugar a una tendencia hacia la descarbonización de la electricidad, impulsando el reemplazo combustibles fósiles por ERNC. Esta tendencia ha tomado relevancia dado que la creciente demanda de energía a nivel mundial es considerada de una de las principales fuentes de emisiones de gases de efecto invernadero, los que a su vez contribuyen al cambio climático.

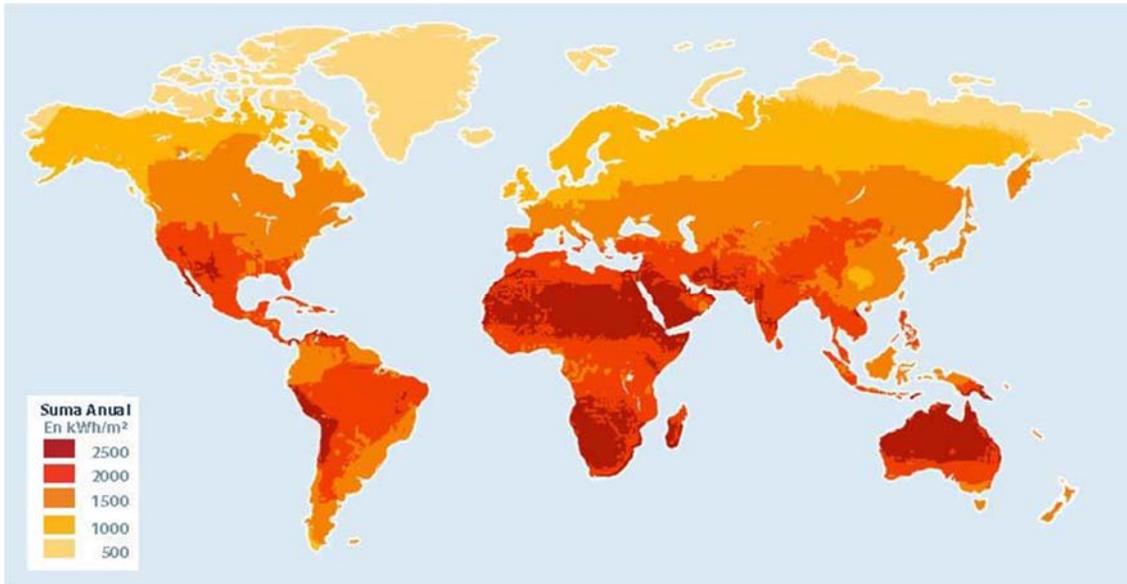
La demanda de energía atendida por la electricidad se expande a medida que la economía global se vuelve cada vez más electrificada, lo que lleva a concluir la necesidad de descarbonizar el propio sector de la energía eléctrica para contribuir a la sostenibilidad del desarrollo humano.

En este contexto resulta técnica y económicamente viable producir electricidad a partir de fuentes de energía renovables para reemplazar la utilización de combustibles fósiles. Los avances disruptivos en tecnologías de almacenamiento, como las baterías, pueden ser un factor clave en la descarbonización eléctrica total, en tanto permiten mitigar la intermitencia de la energía renovable.

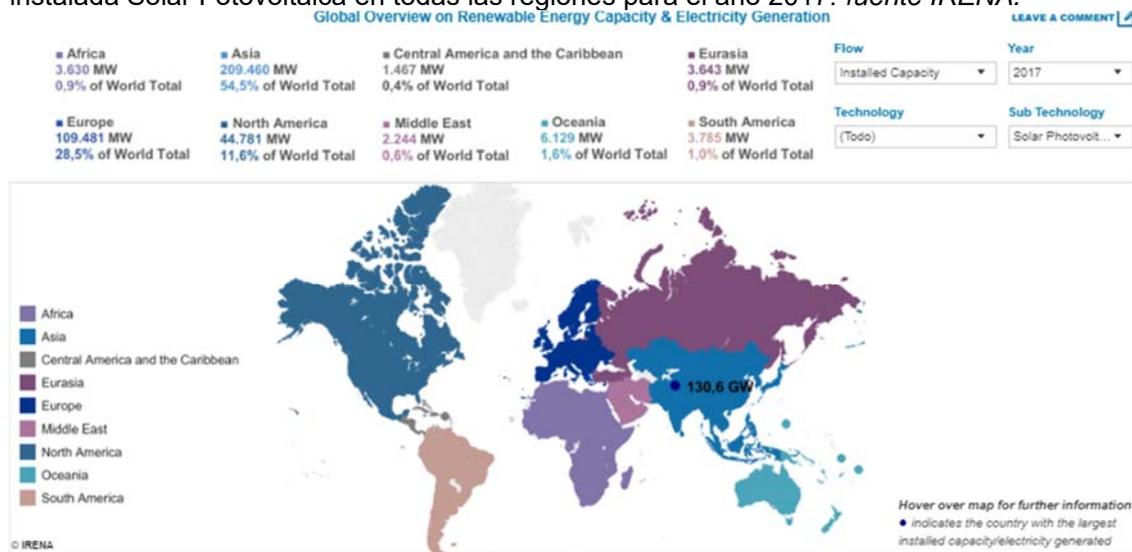
Las medidas políticas con visión de futuro, desarrolladas con enfoques regulatorios adecuados, serán esenciales para guiar las fuerzas del mercado y la inversión privada hacia la descarbonización, mientras que los modelos de negocios innovadores pueden contribuir a este proceso de transformación.

El siguiente mapa muestra la Distribución de la Radiación Solar que llega a la superficie terrestre:

Debemos resaltar que los países que mejor recurso tienen no son los que necesariamente tienen mayor potencia instalada, el recurso condiciona, pero no determina. La demanda, los costos relativos respecto a otras tecnologías, decisiones de política energética y ambiental, el marco legal y el acceso al financiamiento adecuado si lo hace.

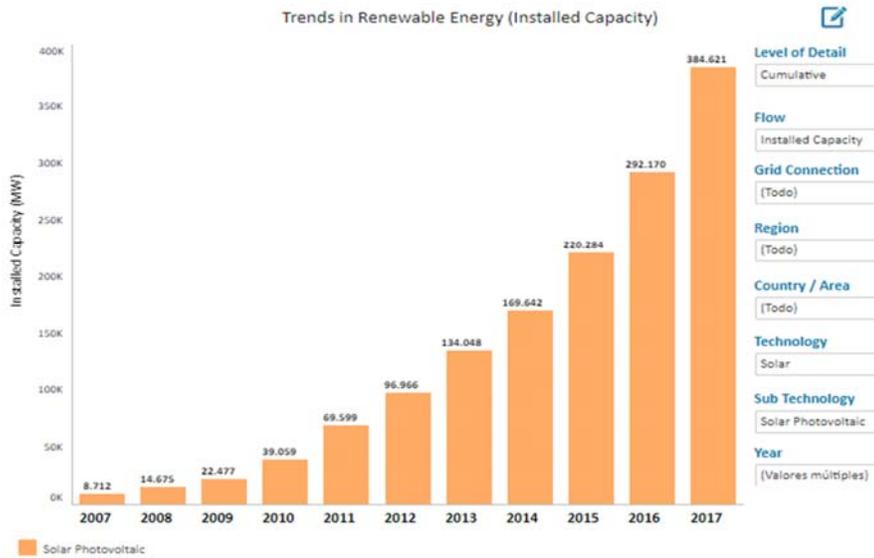


La tabla y el mapa copiados a continuación muestran una visión global de la capacidad instalada Solar Fotovoltaica en todas las regiones para el año 2017. *f fuente IRENA.*



La energía se puede aprovechar directamente del sol, incluso en climas nublados, pero lógicamente, al reducirse la cantidad de energía generada con igual inversión, la rentabilidad del proyecto se reduce. La energía solar se utiliza en todo el mundo y es cada vez más popular para generar electricidad o para calentar y desalar agua. La popularidad tiene que ver, entre otras cosas, con la reducción de costos tanto de los paneles como de la electrónica (inversores, cargadores de baterías, etc.).

Datos de energía solar

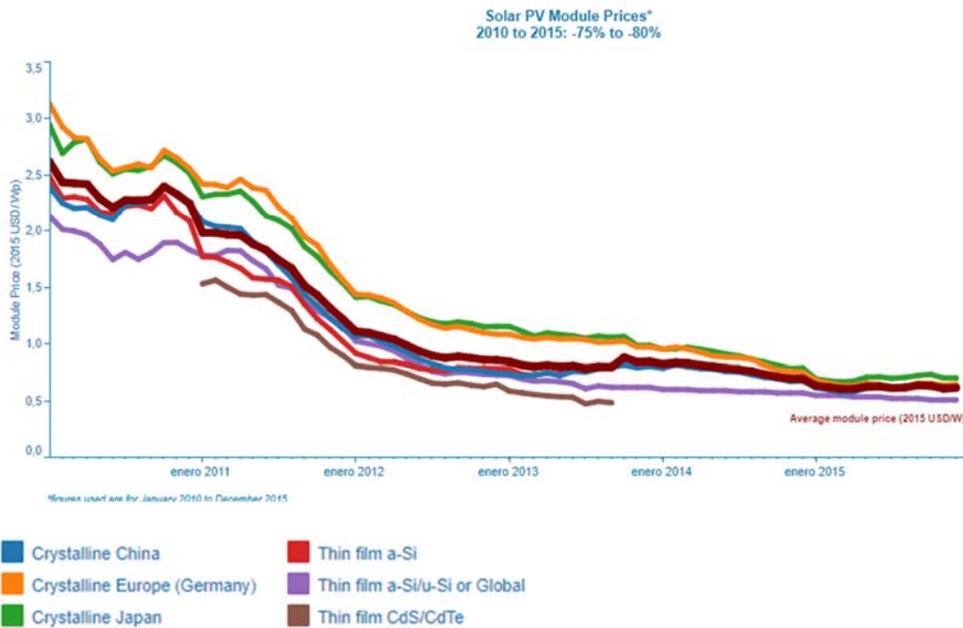


fuerite IRENA.

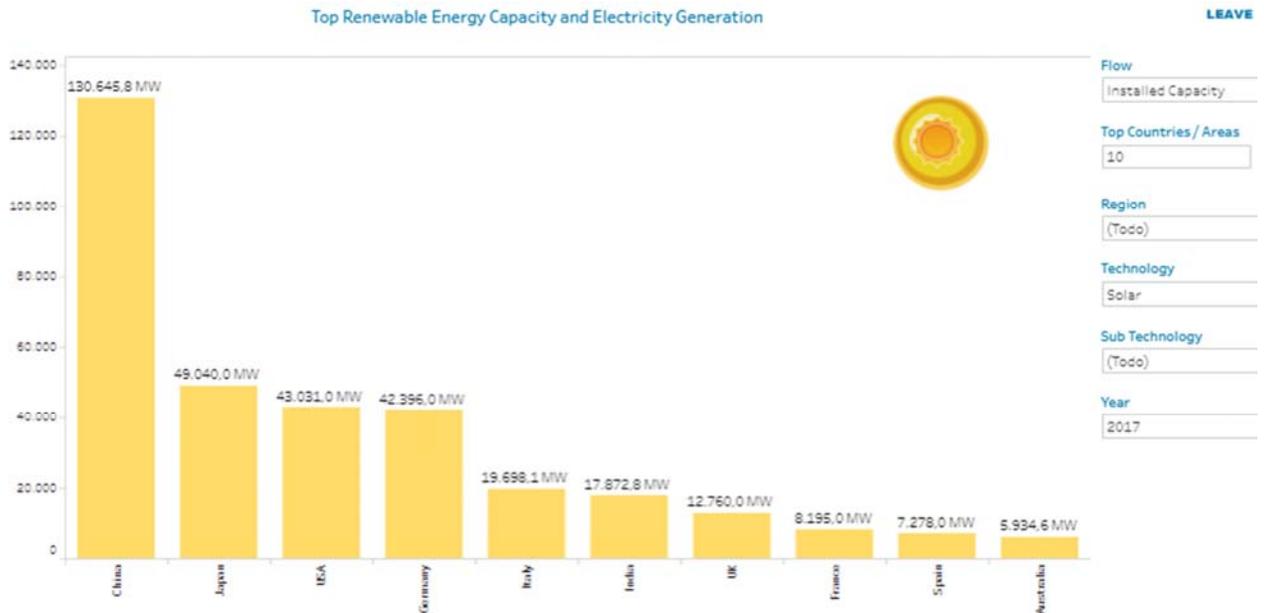
El precio de venta de los paneles solares ha caído en la última década como se observa en la gráfica siguiente. Los paneles solares tienen una vida útil de aproximadamente 30 años

Costos PV solares 2010-2015

Este tablero proporciona una descripción general de los precios de los módulos solares fotovoltaicos desde 2010 hasta 2015.



Ranking de países: Este gráfico clasifica los países según su capacidad instalada Solar Fotovoltaica para el año 2017.



2) b) CONTEXTO REGIONAL

De acuerdo al informe “Escenarios energéticos para América Latina y el Caribe” del World Energy Council, existe en América Latina y Caribe (ALC) un contexto en el que se presentan nuevas oportunidades para la energía solar, eólica y geotérmica, así como un crecimiento continuo de los biocombustibles y el gas natural.

El crecimiento de la demanda de energía en se mantiene en un nivel relativamente alto a comparación del resto del mundo. El crecimiento de la generación eléctrica en ALC estará dominado por la energía hidroeléctrica hasta 2030 y eólica, solar y gas natural entre 2030 y 2060.

La demanda de petróleo alcanza su pico o se estabiliza después de 2040. El gas natural juega un papel clave en ALC, y su crecimiento varía ampliamente según los escenarios. Argentina, en particular, tiene un excelente recurso de gas y la escala de su desarrollo depende de la tasa de crecimiento económico y el enfoque elegido para resolver problemas relacionados con el desafío climático.

La matriz energética de la región estará en gran proporción compuesta por energía limpia, principalmente energía hidroeléctrica (sin embargo, las grandes represas hidroeléctricas son cada vez más controversiales: en los últimos años, Brasil y Chile han bloqueado proyectos hidroeléctricos en áreas ambientalmente sensibles). Las fuentes de energía alternativas, como la eólica, la solar y la geotérmica, sólo representan aproximadamente el 2% de la generación de electricidad en América Latina, en comparación con un promedio mundial del 4%. Sin embargo, los escenarios de ALC muestran que esta participación crecerá rápidamente, ofreciendo también oportunidades de inversión para el sector privado.

El Mercado Fotovoltaico Latinoamericano obtuvo un notable crecimiento gracias a:

- Tarifas convencionales altas
- Políticas de promoción de las Energías Renovables
- Regulación
- Financiación
- Importante crecimiento del mercado, a través de centrales de potencia.

| | 2014 | 2015 |
|-----|-----------|-----------|
| # 1 | Chile | Chile |
| | 493 MW | 1 GW |
| # 2 | Mexico | Honduras |
| | 67 MW | 460 MW |
| # 3 | Brazil | Mexico |
| | 22 MW | 195 MW |
| # 4 | Guatemala | Guatemala |
| | 6 MW | 98 MW |
| # 5 | Honduras | Panama |
| | 5 MW | 62 MW |

2) c) CONTEXTO LOCAL

i) Proyección de la Demanda

Resulta indispensable proyectar cuál será el consumo de energía durante el periodo de tiempo que el proyecto entre en operación.

Se optó por analizar la demanda de energía eléctrica vs el PBI con la herramienta de regresión de Microsoft Excel. Se analizó la data desde el 2000 hasta el 2017 y se analizaron las estadísticas de regresión y análisis de la varianza, llegando a los siguientes resultados:

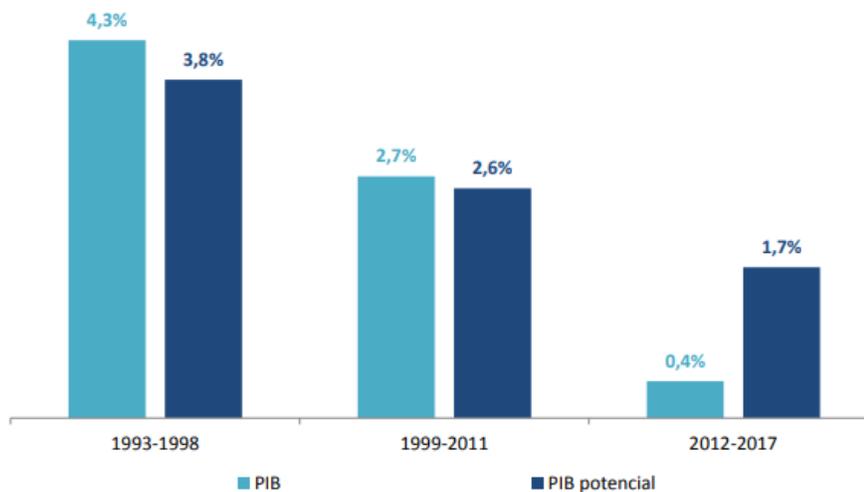
| Regression Statistics | |
|-----------------------|-------------|
| Multiple R | 0,905490166 |
| R Square | 0,81991244 |
| Adjusted R Square | 0,808656968 |
| Standard Error | 9668726,751 |
| Observations | 18 |

| | df | SS | MS | F | Significance F |
|------------|----|---------|---------|------|----------------|
| Regression | 1 | 6,8E+15 | 6,8E+15 | 72,8 | 2,4E-07 |
| Residual | 16 | 1,5E+15 | 9,3E+13 | | |
| Total | 17 | 8,3E+15 | | | |

| | Coefficients | Standard Error | t Stat | Lower 95% | Upper 95% | Lower 95,0% | Upper 95,0% |
|--------------|-----------------|----------------|--------|-----------|-----------|-------------|-------------|
| Intercept | 57287885 | 5939595 | 10 | 4,5,E+7 | 7,0,E+7 | 4,5,E+7 | 7,0,E+7 |
| X Variable 1 | 5195 | 609 | 9 | 3905 | 6485 | 3905 | 6485 |

Los coeficientes resaltados son los utilizados para estimar la demanda futura de energía eléctrica partiendo de los pronósticos de crecimiento del PBI para los próximos 15 años. Dada la crisis económica actual, compartimos los últimos pronósticos del ministerio de hacienda de una caída del PBI del 2.3% para el 2018. Esto además coincide con lo que opinan reconocidas consultoras internacionales como Morgan Stanley. Además, Morgan Stanley pronostica una suba del 0.1% del PBI para 2019. Luego, consideramos que el país superara la crisis y retomara el sendero del crecimiento. Tomamos un crecimiento sostenido del 3% del PBI desde el 2020 hasta el 2038, fundado en que es aproximadamente el crecimiento promedio anual. Esto se puede ver en el siguiente gráfico.

Crecimiento promedio anual, en porcentaje



Con esta información proyectamos la demanda eléctrica hasta el 2038, en el que la demanda eléctrica estimada es de 182.967.289 MWh.

Por último, cabe destacar que, al comparar nuestra proyección de la demanda con otros escenarios, encontramos grandes diferencias. A modo de ejemplo, en el escenario BAU, la demanda de energía eléctrica alcanza los 251.040 GWh en el año 2035, lo que implica una tasa de crecimiento anual compuesta (CAGR, por sus siglas en inglés) del 3,9%. Con un factor de carga promedio de 70%, la potencia total instalada requerida para abastecer a dicha demanda se estima en 73.1 GW para el año 2035, lo que implica un incremento del 130%, asociado a una tasa de crecimiento del 3,9% anual.

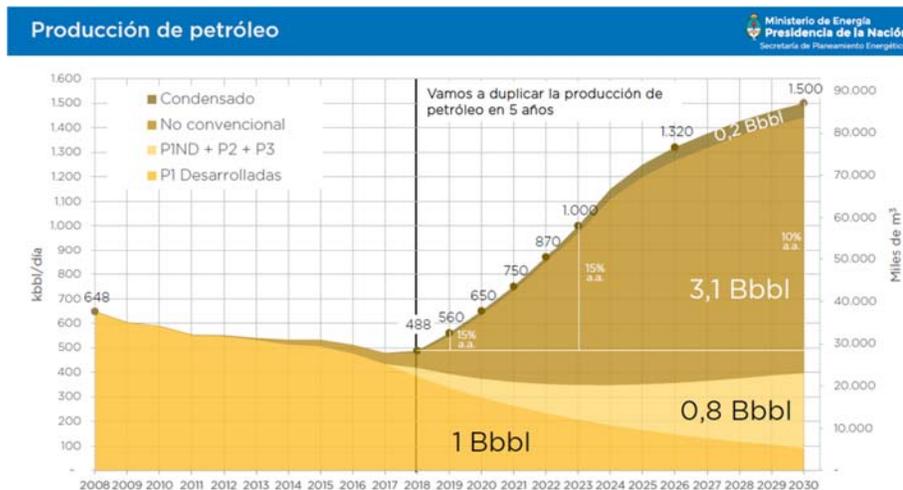
Como se puede ver, las diferencias surgen de que estos escenarios no previeron la recesión que comenzó este año y se extenderá hasta al menos mediados del año que viene. Además, estimaron una tasa de crecimiento mucho más optimista que la adoptada para este trabajo.

ii) Proyección de la Oferta

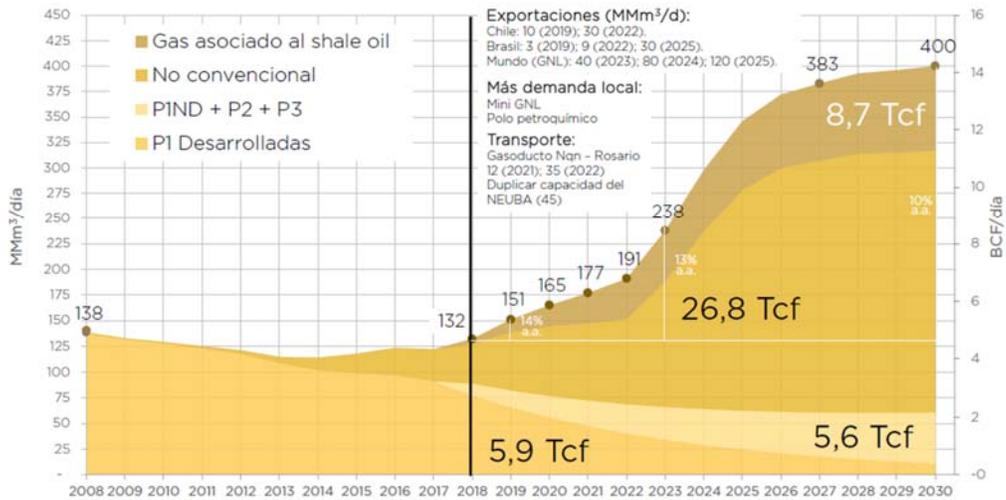
Producción de gas natural y petróleo

En los últimos años, a partir de la nacionalización de YPF y de cambios en las políticas de precios y subsidios a los productores (identificados como suceso disruptivo de la tendencia), la declinación de la producción convencional de gas (2,5% a.a.) y petróleo (2,7% a.a) viene desacelerándose. Por esa razón se suponen tasas de declinación descendentes para la curva de producción que arrancan en 2%, llegándose a una tasa descendente de 0,5% para los últimos años del periodo analizado.

En cuanto a la producción no convencional de hidrocarburos, se han adoptado las curvas expuestas el 14 de agosto del 2018 por el secretario de Energía Javier Iguacel. Conjuntamente, y a partir de la suma de las evoluciones de estos dos tipos de producción, se espera una tasa de crecimiento anual promedio del 15% para la producción de petróleo del 2018 al 2023 y una tasa de crecimiento anual promedio del 10% del 2023 al 2030, año en el que la producción de petróleo será de 1.5 B bbl/día. En cuanto al gas natural, se consideran tasas de crecimiento similares, alcanzando los 400 MM m3/d en 2030 con una proporción preponderante de producción no convencional.

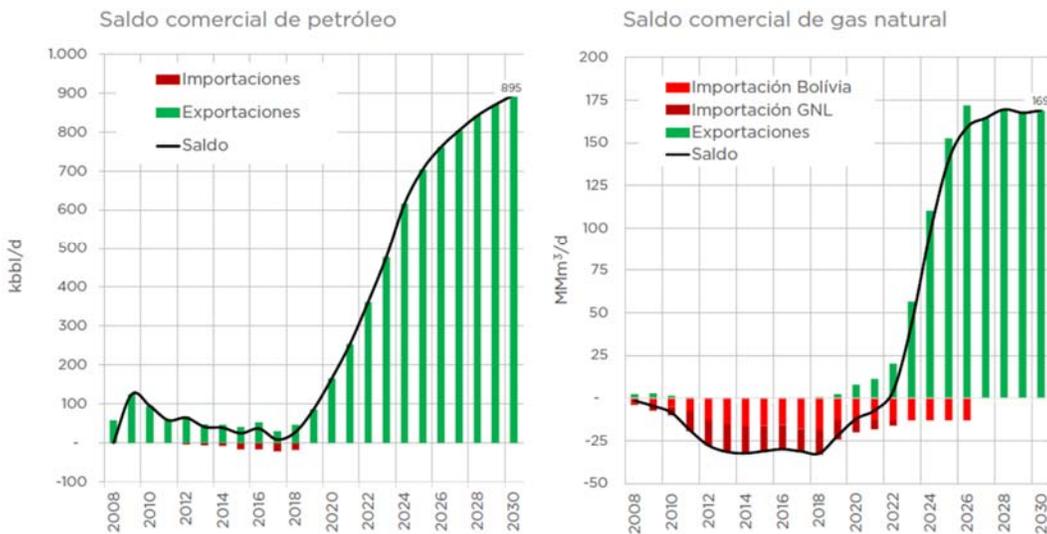


Producción de gas natural



Con este crecimiento en la producción, se modifica el saldo comercial de petróleo y gas drásticamente, pasando de un saldo negativo a positivo a partir del 2022 y terminando con la necesidad de importar combustibles en el año 2026.

En camino a recuperar el superávit comercial energético



Aun considerando que el escenario proyectado por el ministerio de energía es **muy optimista**, estimamos que la producción de gas natural y de petróleo crecerán

Refinación y combustibles líquidos:

Teniéndose en cuenta que la capacidad de refinación en el país se amplió en los últimos 10 años un 3,5%, el escenario mantiene dicha tendencia, incorporando al parque refinador 25 Kbb/d en el año 2023 y otros 25 Kbb/d en 2030, y alcanzando una capacidad instalada total de refinación de 723 Kbb/d en 2035.

Aún con un ahorro del 20% en la demanda de energía eléctrica y 13,5% en la demanda de gas natural, a causa de la implementación de medidas de eficiencia energética, la totalidad de los escenarios al 2035 requiere al menos duplicar la potencia instalada del año base, lo cual implica un alto nivel de inversión de capital a lo largo de todo el periodo y un esfuerzo grande para acompañar el ritmo de crecimiento que se supone en términos de demanda de energía eléctrica. En líneas generales, los escenarios mantienen un margen de reserva por encima del 20% durante el periodo de análisis, lo que enfoca la comparación de los parques instalados en la diferencia entre las tecnologías escogidas y en el retiro de potencia considerada. Los escenarios que mayor potencia incorporaron son aquellos que tienen mayor peso de energías renovables, por ser estas fuentes intermitentes en su gran mayoría. En contraposición, aquellos escenarios que prevén una menor instalación de potencia poseen mayor peso relativo de potencia firme.

Como punto de partida se tomó el parque de generación actual y los proyectos ya adjudicados que están en obra asociados a RENOVAR y otros proyectos por fuera de RENOVAR que van a incorporarse en el parque generador en los próximos años, entre los que se destacan:

| | |
|--|--------|
| C.T. Río Turbio | 240 MW |
| C.T. Vuelta de Obligado (Cierre del ciclo) | 320 MW |
| C.C. "Zona Timbúes" | 780 MW |
| C.C. Manuel Belgrano II | 810 MW |
| C.T. Guillermo Brown (Cierre del ciclo) | 300 MW |
| C.T. Ensenada de Barragán (Cierre del ciclo) | 320 MW |
| C.H. Gob. Jorge Cepernic (cambió de 5 a 3 u.) | 360 MW |
| C.H. Pte. Néstor Kirchner (cambió de 6 a 5 u.) | 950 MW |
| C.H. Chihuido I | 640 MW |
| C.N. Atucha III | 700 MW |

Luego, se utilizaron las siguientes premisas: Se van a incorporar las fuentes de renovables necesarias para cumplir con la ley 27.191, se migrará de los combustibles líquidos al gas natural acompañando a la gran disponibilidad de gas natural que habra como consecuencia del desarrollo de vaca muerta,

Potencia existente (MW):

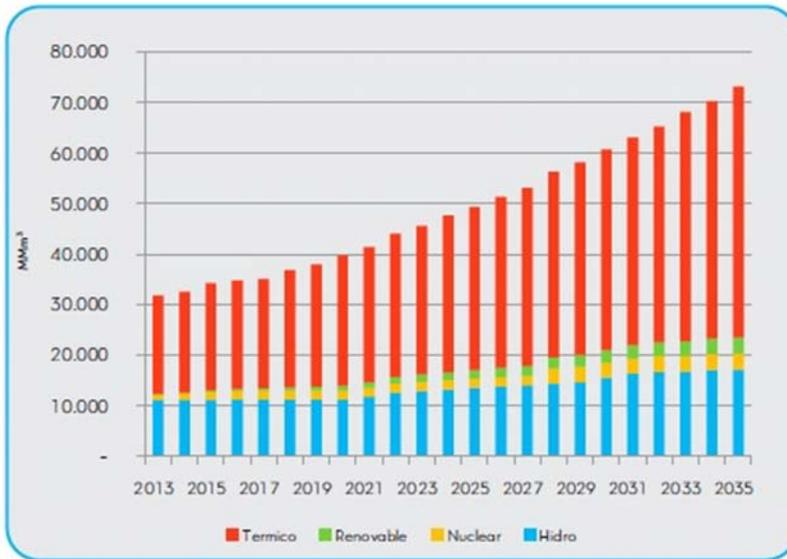
| | |
|---------------------|------|
| Nuclear | |
| Atucha I | 362 |
| Atucha II | 745 |
| Atucha III | 760 |
| Embalse Río Tercero | 600 |
| | 2467 |

| | |
|------------------------|-------|
| Hidro | |
| Pte. Kirchner | 884 |
| Gob. Jorge Cepernic | 466 |
| Los Blancos I | 320 |
| Los Blancos II | 119 |
| Los Tordillos | 162 |
| Chihuidos I y II | 637 |
| Portezuelo del Viento | 9 |
| El Tambolar | 70 |
| Aña Cua | 273 |
| Garabí/Roncador | 4000 |
| Potrero del Clavillo | 340 |
| Michihuao | 621 |
| Cerro Rayoso | 560 |
| Potrero del Clavillo | 340 |
| Los Tordillos | 24 |
| Corpus (cierre Pindof) | 3500 |
| | 12325 |

| | |
|--------------------|-----|
| Resolución S.E. 21 | |
| 1era Ronda | |
| TG | 975 |

| | |
|-----------|------|
| M | 473 |
| 2da Ronda | |
| TG | 1016 |

| Renovar 1.0 | | |
|-------------|---------|------------|
| | Ofertas | Adjudicada |
| EÓLICO | 3468,65 | 708 |
| SOLAR | 2813,09 | 400 |
| BIOMASA | 44,5 | 15 |
| BIOGAS(RSU) | 9 | 1,2 |
| HIDRo < 50 | 11,41 | 0 |
| Renovar 1.5 | | |
| | Ofertas | Adjudicada |
| EÓLICO | 1561 | 765,4 |
| SOLAR | 888 | 516,2 |



Generación eléctrica:

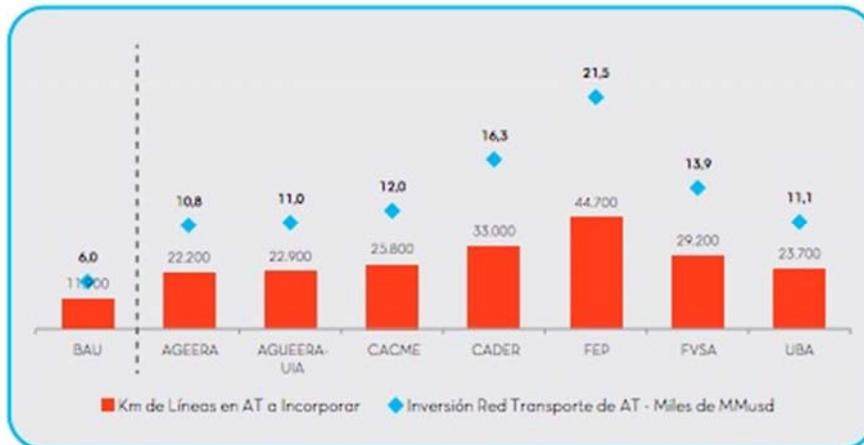
| | 2014 | 2035 |
|----------------|---------|---------|
| Hidroeléctrica | 41,728 | 70,860 |
| Gas Natural | 58,153 | 133,331 |
| Diesel | 8,601 | 43,625 |
| Biodiesel | 15 | - |
| Fuel Oil | 9,717 | 10,355 |
| Bio Oil | - | - |
| Biomasa | 17 | 437 |
| Nuclear | 9,429 | 22,488 |
| Biogas | - | - |
| Eólico | 578 | 9,981 |
| Solar | 18 | 566 |
| Residuos | - | 1,117 |
| Geotérmico | - | - |
| Mareomotriz | - | - |
| Carbon | 1,689 | 2,635 |
| TOTAL | 129,946 | 295,394 |

Manteniéndose la tendencia de incorporación de potencia dentro de los márgenes de reserva actuales, en la generación de energía eléctrica esperada según el escenario BAU, la hidroelectricidad pierde participación frente a una mayor generación térmica, nuclear y renovable, En el caso de la generación térmica, se utiliza principalmente gas

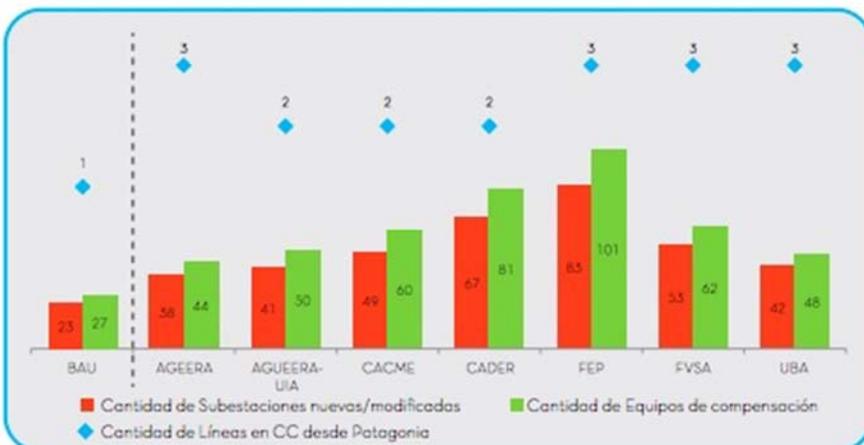
natural a partir de la instalación de gran cantidad de ciclos combinados, mientras que el fuel oil pierde participación debido a que se detiene la incorporación de las TV. Incluso en este escenario tendencial se prevé una mayor instalación de energía eólica y solar como hecho disruptivo en desmedro principalmente de la potencia hidroeléctrica.

2) c) iv) Planificación de expansiones de transporte Local, nacional e internacional

En el siguiente gráfico se muestra, para cada escenarista, el incremento requerido en la red de alta tensión, medido en km adicionales y la Inversión requerida (esta inversión incluye además nuevas subestaciones y equipos de compensación).



En el gráfico a continuación, se muestra, el equipamiento adicional (además de las líneas anteriormente indicadas, en particular las Líneas de Corriente Continua (CC) entre Patagonia y GBA – BS.AS. – LIT, las subestaciones nuevas/modificadas y equipos de compensación a implementar.



La siguiente tabla muestra en detalle los resultados antes resumidos, en donde se asume que el crecimiento en la demanda eléctrica de cada área mantiene la misma participación que la actual.

| Potencia Incremental por Área, neta de consumo - MW | AGEERA |
|---|---------------|
| NOA | 1.143 |
| PATAGONIA | 7.716 |
| GBA BSAS LIT | 9.413 |
| NEA | 2.652 |
| COMAHUE | 2.875 |
| CUYO | 1.101 |
| CENTRO | 1.460 |
| TOTAL | 26.361 |
| Items relevantes | AGEERA |
| Cantidad de Líneas en CC desde Patagonia | 3 |
| Cantidad de Subestaciones nuevas/modificadas | 38 |
| Cantidad de Equipos de compensación | 44 |
| Inversión Red Transporte de AT - Miles de MMUSD | 10,8 |
| km de Líneas en AT a Incorporar | 22.200 |
| Variación | 159% |
| Potencia Adicional Impo/ Expo EE - MW | 0 |

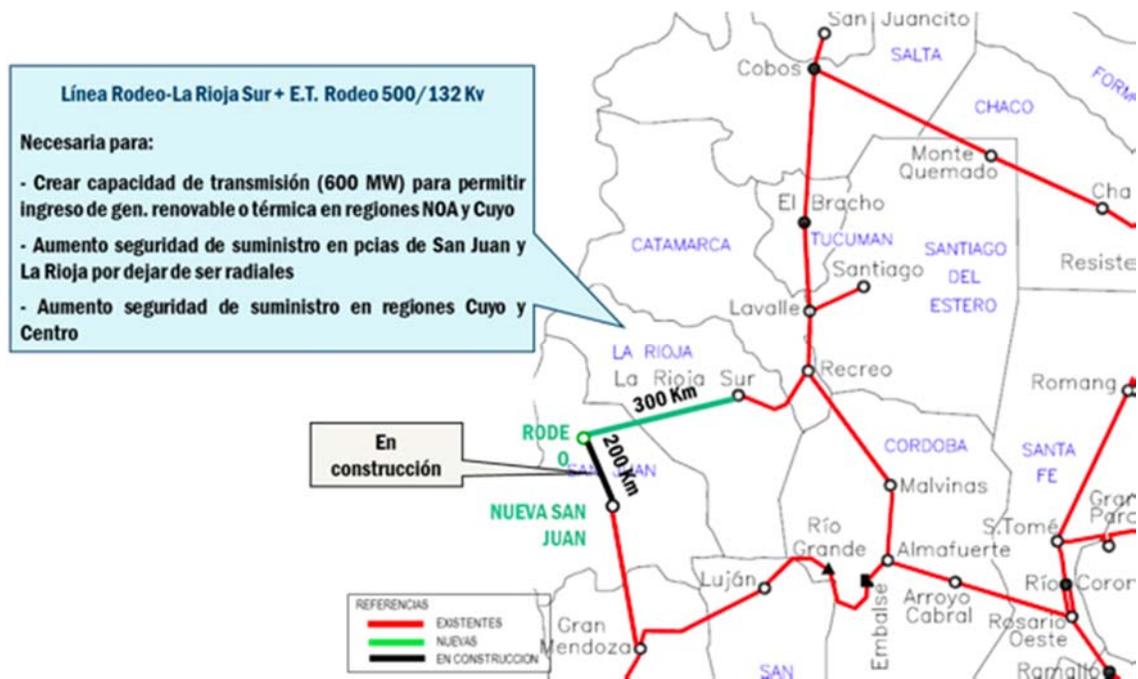
Este cálculo aproximado permite algunas conclusiones relevantes y comunes prácticamente a todos los escenarios:

- Las expansiones necesarias para acompañar el crecimiento de la oferta de generación son relevantes y su magnitud crece, cuanto más “rupturista” sea el escenario en cuestión.
- Aquellos escenarios que por el tipo de tecnología seleccionada tienen mayor potencia adicional instalada y optan o se ven inducidos a buscar ubicaciones más alejadas de la demanda, requerirán de una mayor inversión en el sistema de transporte de Alta Tensión.
- El incremento promedio al año 2025 (corte intermedio), es de casi 8.000 km de líneas adicionales, con una inversión requerida de aproximadamente 4 mil millones de US\$. Considerando que el actual sistema de transporte de Alta Tensión está conformado por aproximadamente 14.000 km de Líneas y 48 Subestaciones de AT, a la finalización del periodo intermedio, es necesario que el sistema de transporte crezca casi un 60% en promedio con escenarios que van desde un 30% a un 100% de incremento respecto de la situación actual.
- En el primer periodo, para todos los escenarios, aparece la construcción de al menos una línea de corriente continua que vincule el área Patagónica con la región de mayor concentración de demanda (GBA – BS.AS. – LIT).
- El cambio que requiere el sistema de transporte al año 2035, es muy relevante. Las ampliaciones requieren en promedio triplicar la red actual, con montos de inversión acumulada que superan los 10 mil millones de US\$, llegando en algunos casos a

cuadruplicar la red actual con inversiones mayores a 40 mil millones de US\$ acumulados.

- Sólo algunos escenarios consideran la importación/exportación de energía eléctrica en valores significativos, el primero de ellos utiliza a pleno la interconexión existente con Brasil; mientras que el otro requiere ampliar un 50% (1.000 MW) la interconexión existente al 2035.

Para el caso particular que nos compete por estar conectados al nodo de conexión de Recreo de 500 k V, las necesidades de expansión del NOA van a pasar por completar el mallado como podemos observar en el siguiente mapa:



3) HIPÓTESIS BASE, CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO, SUPUESTOS Y FUNDAMENTOS

a. EVALUACIÓN DEL RECURSO



En general el Rendimiento del NOA está en 1800-2800 kWh/ m2-año y en particular el Rendimiento de Recreo, Provincia de Catamarca es de 2000 kWh/ m2-año.

b. MATRIZ DE SELECCIÓN

| Terreno | Factores | | | | | Total |
|-------------------|------------------------|--------------------------|-------------------|-------------|-------------------------------|------------|
| | Accesibilidad a la red | Accesibilidad al terreno | Temperatura Media | Irradiancia | Estudios de Impacto Ambiental | |
| | 10% | 10% | 20% | 30% | 30% | |
| A | 7 | 8 | 4 | 4 | 4 | 4,7 |
| B (Recreo) | 10 | 10 | 8 | 8 | 7 | 8,1 |
| C | 4 | 9 | 7 | 6 | 7 | 6,6 |
| D | 7 | 2 | 7 | 6 | 5 | 5,6 |
| E | 3 | 7 | 9 | 4 | 3 | 4,9 |

Para elegir Recreo analizamos 5 posibles terrenos (A, B, C, D y E) San Juan, San Juan 2, Recreo, Jujuy, Catamarca 2 respectivamente. Luego ponderamos distintos Factores entre los que se encuentran de mayor a menor importancia en cuanto a la matriz de selección en:

- Estudios de Impacto ambiental: 30%
- Irradiancia: 30%
- Temperatura Media: 20%
- Accesibilidad a la Red: 10%
- Accesibilidad al Terreno: 10%

Luego utilizamos una puntuación de 1 a 10, siendo 10 lo más favorable para cada terreno y factor, totalizando un promedio ponderado total de todo esto.

De esta forma concluimos que el terreno más conveniente para llevar a cabo el proyecto es Recreo.

c) DISEÑO DEL PARQUE Y TECNOLOGÍAS

A continuación se exponen las características técnicas referidas al PSFV Recreo, Catamarca.

| Insumo | Cantidad |
|----------------------|-----------------|
| Placas Fotovoltaicas | 70.000 |
| Inversores | 32 |
| Seguidores solares | 182 |
| CT (1,25 MW c/u) | 16 |
| Tendido 13,2 kV | 1000 metros |
| Tendido 132 kV | 100 metros |

Los componentes que integran el parque de generación fotovoltaico conectado a la red son:

- 70.000 Módulos fotovoltaicos de 305 W c/u. Marca: YINGLI SOLAR Modelo: YEE-U72 con seguidor de un eje. Los módulos contienen lámina de respaldo con película Dupont Tedlar PVF de alta duración y muy resistente a la intemperie. Además de su estructura de soporte. Factor de Carga del 26% y un factor de pérdida del 0,77 lineal anual acumulado;
- Inversores.
- Sistema de 13,2kV, red, Transformador, Protecciones.
- Generadores, Tableros de control, Obra civil, Tanques de Combustibles.
- Sistema de servicios auxiliares.
- Sistema de control y protección.

- Sistema de Comunicaciones.
- Sistema de medición SMEC.
- Sistema de iluminación.
- Sistema de seguridad, cerramiento perimetral, alarma e incendios
- Sistema de puesta a tierra.
- Estudios Solarimétricos. Estudios de suelo, Proyecto Ejecutivo, Permisos Ambientales y Municipales

Tanto la configuración de la estación como la de los subsistemas anteriormente mencionados estarán en un todo de acuerdo a los requerimientos de la Empresa Distribuidora como las normativas y reglamentaciones vigentes.

En el escenario de una instalación solar fotovoltaica existen dos grupos de sistemas bien diferenciados. Por un lado, está la propia planta solar, y por otro los sistemas complementarios para monitores, soporte y asistencia a la explotación donde, aunque no sean exclusivos de estas instalaciones. desempeñan un papel fundamental en el mantenimiento, integridad y pleno funcionamiento de la planta.

i) SISTEMAS PRINCIPALES

Subsistema generador fotovoltaico: formado por los módulos fotovoltaicos, estructuras de soporte e interconexiones eléctricas necesarias. En este subsistema se realiza la interconexión en serie paralelo de un determinado número de módulos, con el objetivo de captar la luz del sol y transformarla en energía eléctrica, generando una corriente CC proporcional a la irradiación solar recibida. Esta energía debe llevarse al subsistema de conversión a través de una red de interconexión.

Subsistema de conversión: constituido por el conjunto de inversores (centrales de inversión). Cuya función es realizar la conversión de la tensión, transformando la corriente continua que llega del generador fotovoltaico en una corriente alterna. También comprende las conexiones eléctricas, o redes de interconexión, necesarias para llevar esa tensión transformada al subsistema de conexión a la red.

Subsistema de conexión a la red: formado por los elementos transformadores (centrales de transformación) de señal alternada de baja tensión que proviene del subsistema de conversión, así como las redes de interconexión que permiten realizar la conexión y la adaptación a la red de transmisión existente.

ii) SISTEMAS SECUNDARIOS

Subsistema de protección: representa y constituye una configuración de elementos que actúan como interfaz de conexión entre la instalación fotovoltaica y la red en condiciones adecuadas de seguridad, tanto para personas como para los distintos componentes que la constituyen. Por lo tanto, se requieren algunas protecciones necesarias de acuerdo con las disposiciones de la reglamentación vigente sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de media tensión. Incluye el subsistema de puesta a tierra.

Subsistema de medición de energía: formado por equipos que permiten medir el consumo (circuitos de corriente CC y CA) y/o la producción eléctrica (kWh) de la instalación solar. Se instalarán los elementos de medición y de facturación de acuerdo con la reglamentación vigente.

iii) SISTEMAS COMPLEMENTARIOS

Subsistema telemétrico de monitoreo y control de las instalaciones: el sistema de monitoreo será encargado de realizar la medida de los parámetros funcionales necesarios para evaluar las características de la instalación.

Sistema de seguridad anti-intrusos, antirrobo y contra incendios: la planta solar fotovoltaica tendrá un sistema de seguridad para control y transmisión de datos relacionados a la prevención contra robos y asaltos, emergencia, incendio y fallas de red.

De lo anterior, se sabe que la electricidad obtenida de los módulos fotovoltaicos será inyectada en la red. Esto supone una circulación de corriente eléctrica, la cual determina una potencia a ser transportada a través de una línea. Desde el punto de generación hasta la conexión a la red. Esta distancia será eléctricamente dividida en tres secciones, o en tres redes de interconexión, dependiendo de la naturaleza de la corriente:

- La primera actuará para suministrar corriente continua, desde los módulos hasta los inversores, la cual será denominada de Red CC-BT (red de corriente continua en baja tensión), perteneciente al subsistema generador;
- Una segunda sección, después de la conversión por los inversores, para suministrar corriente alterna de baja tensión a los transformadores, denominada Red CA-BT (red de corriente alterna en baja tensión). Esta red forma parte del subsistema de conversión;
- Finalmente una tercera sección, después de la transformación de la tensión, donde se hace la adaptación de esta forma de onda para su inyección en la red de distribución: Red de despacho de energía, perteneciente al subsistema de conexión a la red.

iv) CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

A continuación, se describe las tareas y especificación a considerar para la elaboración del proyecto ejecutivo correspondiente con la ingeniería básica y de detalles del mismo.

La ubicación y permisos asociados al terreno para la ejecución de la obra estarán a cargo de la Empresa Distribuidora.

Para la propuesta del desarrollo del sistema integral se deberá incluir:

- Cerramiento perimetral tipo pirca de rocas con ladrillos de adobe similares a las del entorno natural conforme tipología de fotografía de anexos.
- Iluminación perimetral del predio con luminarias led de potencia acorde a la disposición y según calculo.
- Sistema de monitoreo y vigilancia perimetral y de acceso al predio por cámaras de seguridad.
- Módulos fotovoltaicos.
- Inversores.
- Soportes mecánicos de los paneles, denominados Trackers.
- Cálculo de la refrigeración requerida para los inversores

- Sistemas de comunicación y monitoreo.
- Sistemas de protección, puestas a tierra y otros materiales eléctricos.
- Nexos de LMT en 13.2 Kv.
- Dimensionado de las canalizaciones para la instalación eléctrica en corriente continua y en corriente alterna.
- Dimensionado del recinto para albergar a los inversores, controlador automático y equipos accesorios.
- Especificación de los instrumentos de medición, control y registro.
- Elaborar planos de la obra civil, obra eléctrica (unifilares, bifilares y trifilares).

Los módulos fotovoltaicos a seleccionar serán policristalinos aptos para las condiciones del ambiente reinante en la zona, como saltos térmicos elevados y agresividad del viento con partículas abrasivas propias de la zona.

Los módulos serán de 72 celdas tipo de 330 wp o superior, la eficiencia deberá ser superior al 16% con certificados y garantía correspondiente de 10 años sobre el producto y 25 años de garantía de potencia lineal.

Certificados para soportar como mínimo cargas de viento (2.400 Pascal) y cargas de nieve (5.400 Pascal).

Los paneles se deberán instalar con una misma inclinación y orientación en todo el año, inclinación a determinar por los estudios solarimétricos a desarrollar por el ejecutante por proyecto de cálculo.

Previo al diseño de las estructuras soporte sobre las cuales se colocarán los módulos fotovoltaicos, el contratista deberá realizar el estudio de suelos correspondiente para definir el tipo de montaje a utilizar.

Los inversores seleccionados para el proyecto serán de marca reconocida tipo Ingecon, SMA, o similar de 400 Vac de tensión nominal de salida, tensión DC máxima de entrada 1000 Vcc, y conexión trifásica (aptos para PSFV instalados a más de 3.000 metros de altura).

Se deberá establecer el sistema de registro y transmisión de datos para que sea visible y registrable vía web.

La subestación de elevación de 630 kva de 0.400/13,2 kv, dispondrá de equipamiento de protección y maniobra en entrada y salida.

La salida en 13.2 Kv deberá llevar un reconectador automático Noja Power con placa apta para telecomando.

La LMT en 13.2 kv se construirá íntegramente en estructuras de Hormigón Armado con columnas de altura H:12 Mts. rotura según cálculo disposición coplanar horizontal, con conductor de AIAI de 95 mm² de Sección.

c) COSTOS ASOCIADOS AL SISTEMA

Operación y Mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas

El objetivo de la O&M de una planta fotovoltaica, es maximizar la capacidad productiva de esa planta, ya que sus ingresos son los que nos van a dar un índice de su rentabilidad total.

Debemos conseguir que su explotación sea la adecuada, teniendo en cuenta que el enfoque que hemos de dar al mantenimiento y operación de nuestra planta solar ha de ser preventivo, quedando hueco para actuaciones correctivas sólo cuando los componentes estén llegando al final de su ciclo de vida, o cuando sucedan fenómenos

sobrevenidos como los agentes atmosféricos, (viento, descarga eléctrica...) o por los debidos a los defectos ocultos de fabricación.

Acciones preventivas en la operación

Se realizarán acciones en la operación de la planta fotovoltaica, teniendo en cuenta el mantenimiento preventivo (se han de definir las acciones de mantenimiento a realizar y su periodicidad para posteriormente elaborar una ficha o registro de mantenimiento preventivo sobre cada elemento y fecha prevista de realización), así como los repuestos en la planta (en grandes plantas, se hace necesario disponer de repuestos in situ de todos los componentes, valorando la criticidad del elemento, la probabilidad de fallo, el plazo de entrega, sin olvidar otros temas como la formación, las predicciones meteorológicas para el caso de los seguidores, la detección de incidencias sobrevenidas, la detección de caída de la red por el lado de la compañía eléctrica, o la vigilancia física y/o televigilancia).

Acciones previas a la explotación de la planta

La O&M de una planta no es solamente el hecho en sí de tener especialistas pendientes de la planta, ya que además es necesario tener un enfoque preventivo que ya debía estar presente desde la fase de diseño de la planta.

Ese enfoque al que hemos hecho referencia, lo hemos tenido que tener en cuenta en el diseño de la planta, a la hora de aprovisionar los componentes, al exigir las garantías a los equipos, al recepcionarlos, o en la contratación de todos los seguros de la planta.

Seguimiento de los servicios

Será hará un seguimiento financiero (administración, requerimientos, elaboración de presupuestos, reporting), un seguimiento legal (gestión de contratos, gestión garantías, comunicaciones administración, requerimientos) y un seguimiento técnico (supervisión continua del rendimiento, seguimiento de garantías, negociación de contratos, reporting).

Dentro del seguimiento técnico, se realizarán seguimientos en términos de:

O&M predictivo:

- Ejecución de procedimientos
- Planificación en función del alcance anual
- Análisis de rendimiento (módulos y resto de equipos)
- Estudios termográficos

O&M preventivo:

- Actividades enfocadas a minimizar pérdidas de energía y extracostes por correctivo
- Limpieza de equipos y módulos
- Sustitución periódica de equipos (filtros, ventiladores, ...)

O&M correctivo

- Reparaciones minimizando pérdida de producción por avería
- Minimizar consecuencias, como daños en otros equipos
- El coste de correctivo siempre es más elevado, es conveniente la búsqueda de alternativas mediante la extensión de garantías en equipos principales.

No debemos de olvidar, aquellos servicios y suministros, que aunque no están relacionados directamente con la producción, son imprescindibles para la operación del parque fotovoltaico:

- Vigilancia
- Comunicaciones
- Consumos eléctricos

- Seguros
- Suministros varios

Todos estos seguimientos, serán efectivos con reuniones periódicas de seguimiento de contrato, donde se revisen de forma conjunta las líneas generales a tener en cuenta (interlocutores, planificación, entregables). Estas reuniones periódicas se realizarán a distintos niveles según sea su contenido (operativo, financiero y/o legal), para tener un buen intercambio de información (programada, con los cierres de producción, informes semanales, mensuales y anuales definidos mediante los distintos contratos, o con actas después de cada reunión mantenida).

También estará definido el sistema de reporting tipo:

- Semanal: recurso, producción, desviaciones e indisponibilidades.
- Mensual: análisis de producción, planificación O&M, repuestos utilizados, análisis económico.
- Anual: comportamiento técnico y evolución de materiales, principales eventos, costes incurridos, cumplimiento de garantías.

Incumplimientos técnicos

Se contará con procedimientos definidos, unos métodos claros de evaluación para las garantías, una redundancia en las fuentes de información, la certificación por parte de terceros, flexibilidad por ambas partes para resolver problemas, y un buen procedimiento de ejecución de las garantías definidas.

Estos incumplimientos técnicos, harán alusión, llegado el caso, a los elementos principales de la instalación (módulos, inversores, estructuras, cableados, protecciones, interconexión).

Reclamaciones a fabricantes de módulos

Por ser la parte más importante en coste de las instalaciones, estas reclamaciones, aunque son ofrecidas por todos los fabricantes, se conocen y están definidas perfectamente, ya que pueden afectar a la rentabilidad de la inversión realizada.

Por lo tanto, no deberemos de olvidar la garantía que nos da el fabricante, que son:

- Garantía de paneles por 25 años
- Garantía de pérdida de potencia por 0,77% anual durante 25 años en forma lineal.

Se realizará un seguimiento exhaustivo de los defectos de los módulos, ya sean defectos puntuales o generalizados:

- Puntos calientes
- Defectos visuales (yellowing, snail tracks)
- Defecto de materiales (pérdida de aislamiento, rotura por estrés térmico, soldaduras)
- Pérdida de potencia (degradación excesiva, polarización)

Todo lo anterior, se debe de corroborar con la visita de los técnicos correspondientes, para su comprobación in situ, o con el informe de una empresa especializada independiente.

e) HIPÓTESIS DE VENTA

Las variables precio y cantidad están definidas por la fase 2 de Renovar 2.0 en donde se licitaron 250 MW con un precio que surge del promedio adjudicado en la fase 1. Este precio se toma de base como referencia para un futuro Renovar 2.5 o Renovar 3.

i) Precio de Venta: 41,76 u\$/MWh

ii) Cantidad de Venta: 20 MW

f) HIPÓTESIS DE FINANCIAMIENTO

En lo referido al acceso al financiamiento tomamos como caso base una tasa de interés del 5%, con un plazo de financiación de 15 años para devolver el capital más los intereses, teniendo en cuenta un periodo de gracia de un año. Nuestra hipótesis se basó en una composición de 35% de Equity y 65% de Financiamiento de privados. Tomando el monto total a invertir de \$ 16.000.000,00 (PESOS DIECISÉIS MILLONES) concluimos que es necesario financiar un importe de \$ 10.400.000,00 (PESOS DIEZ MILLONES CUATROCIENTOS MIL).

Adicionalmente, se solicitará una garantía del Banco Mundial, que tiene una disponibilidad de U\$S 250.000.000,00 para garantizar el cumplimiento de los pagos de los proyectos renovables, de los cuales U\$S 210.000.000,00 se reservan para proyectos eólicos y solares. Nuestra intención es entrar dentro de la disponibilidad del mismo por lo que se adiciona un costo de contratación y mantenimiento de la Garantía equivalente al 1% del monto garantizado en base a la Potencia Contratada, monto y plazo solicitado como seguro para gestionar la misma y será pagado al FODER en las condiciones establecidas en el Acuerdo de Adhesión al Fideicomiso FODER.

4) ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO

a) SUPUESTOS CASO BASE

En el supuesto del caso base, tenemos un costo de inversión de U\$S 800.000,00 por MW. Vamos a instalar 20 MW, por lo que el monto a invertir es de U\$S 16.000.000, de los cuales se desprenden U\$S 10.400.000 (65%) que será financiado por un Lender y el 35% restante será un aporte de Capital por un monto de U\$S 5.600.000.

Además, mantenemos las restricciones de que en ningún momento el porcentaje de endeudamiento puede ser mayor al 70% y contar con una caja mínima de U\$S 125.000,00.

Por otro lado, contamos con un plazo de financiación de 15 años y un plazo de amortización por los beneficios fiscales de 14 años. Con una tasa de interés del 5%.

En cuanto al factor de despacho el mismo está fijado en un 26%, considerando una disminución lineal (según lo que pusieron del fabricante) de la eficiencia en cuanto a la energía generada por el panel solar de - 0,77% por año.

Por último, asumimos que vamos a tener componentes de compra nacional estimado en un 35% que surge del transformador, cableado interno y la línea de baja tensión. Esto nos habilita a entrar en el cupo de compra nacional y aplicar el beneficio adicional del ahorro de un porcentaje de los impuestos que son los que más pesan sobre la TIR del proyecto.

b) FLUJO DE FONDOS - CASO BASE

| DESCRIPCIÓN | 2.019 | 2.020 | 2.021 | 2.022 | 2.023 | 2.024 | 2.025 | 2.026 | 2.027 | 2.028 | 2.029 | 2.030 | 2.031 | 2.032 | 2.033 | 2.034 | 2.035 |
|---|------------|-----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Análisis del Proyecto | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Flujo de fondos sin financiación | -12.744 | -5.668 | 1.784 | 1.957 | 1.939 | 1.922 | 1.895 | 1.511 | 1.497 | 1.484 | 1.470 | 1.457 | 1.397 | 1.299 | 1.274 | 1.243 | 796 |
| Valor final | | | | | | | | | | | | | | | | | 2.977 |
| Flujo neto de fondos | -12.744 | -5.668 | 1.784 | 1.957 | 1.939 | 1.922 | 1.895 | 1.511 | 1.497 | 1.484 | 1.470 | 1.457 | 1.397 | 1.299 | 1.274 | 1.243 | 3.772 |
| TIR | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Valor Presente | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Análisis del Proyecto + financiación | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Flujo de fondos sin financiación | (12.744,0) | (5.667,8) | 1.784,4 | 1.956,6 | 1.939,4 | 1.922,2 | 1.895,3 | 1.511,2 | 1.497,4 | 1.483,7 | 1.470,0 | 1.456,5 | 1.396,6 | 1.299,0 | 1.273,9 | 1.243,2 | 795,7 |
| Cobranza de préstamos de L.P. | 9.302 | 4.237 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Pago de préstamos de L.P. | 0 | 0 | -620 | -620 | -620 | -620 | -620 | -620 | -620 | -620 | -620 | -620 | -620 | -620 | -620 | -620 | -620 |
| Pago de intereses deuda L.P. | 0 | -677 | -646 | -615 | -584 | -553 | -522 | -491 | -460 | -429 | -398 | -367 | -336 | -305 | -274 | -243 | -212 |
| Valor final | | | | | | | | | | | | | | | | | 2.977 |
| Flujo neto de fondos | (3.442,0) | (2.107,8) | 518,3 | 721,6 | 735,3 | 749,2 | 753,2 | 400,2 | 417,3 | 434,6 | 452,0 | 469,5 | 440,6 | 374,0 | 379,9 | 380,2 | 2.940,3 |

TIR Proyecto: 4,2%

TIR Proyecto + Financiación: 7,1%

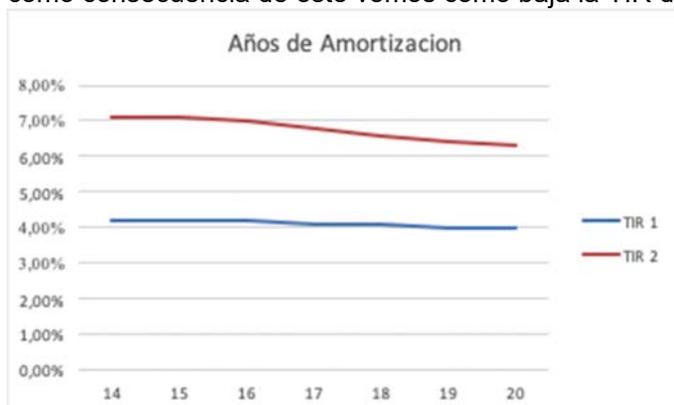
TIR Accionista: -3,12%

5) SENSIBILIDADES - CASO BASE

Con respecto a las sensibilidades aclaramos que cuando se modifica una variable, todo el resto vuelve al caso base.

a) ELIMINACIÓN DE BENEFICIOS FISCALES

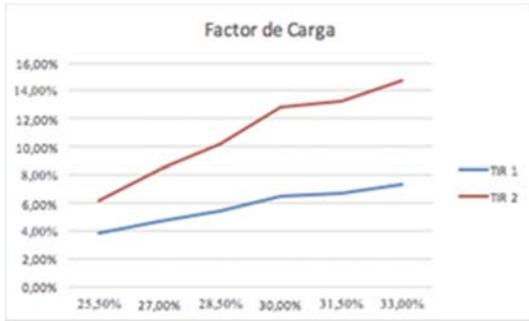
Años de amortización: que pasa si en lugar de 15 años nos vamos a 20 años por eliminación de los beneficios fiscales, por lo que se paga más impuesto a la ganancia y como consecuencia de esto vemos como baja la TIR del proyecto.



En el gráfico, la línea azul es la TIR del proyecto y la línea roja la TIR del proyecto más financiación.

b) FACTOR DE USO

A mayor factor de carga mejora las TIR mejoran. Por el contrario, a menor factor de carga empeoran las TIR.



En el gráfico, la línea azul es la TIR del proyecto y la línea roja la TIR del proyecto más financiación

c) COSTO DE LA TECNOLOGÍA

En cuanto a los costos de la tecnología pudimos comparar con diversos proyectos solares fotovoltaicos del resto del mundo en el que vemos que el costo de U\$S/MW instalado se desplomó a U\$S 600.000,00. Por lo que toda disminución del costo de la tecnología nos estaría impactando favorablemente en la TIR. .



En el gráfico, la línea azul es la TIR del proyecto y la línea roja la TIR del proyecto más financiación

c) FLUJO DE FONDOS - CASO SPOT

| DESCRIPCION | 2.019 | 2.020 | 2.021 | 2.022 | 2.023 | 2.024 | 2.025 | 2.026 | 2.027 | 2.028 | 2.029 | 2.030 | 2.031 | 2.032 | 2.033 | 2.034 | 2.035 |
|---|------------|-----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Análisis del Proyecto | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Flujo de fondos sin financiación | -12.744 | -5.668 | 2.443 | 2.659 | 2.610 | 2.311 | 1.985 | 1.950 | 1.915 | 1.881 | 1.847 | 1.812 | 1.778 | 1.744 | 1.710 | 1.676 | 1.225 |
| Valor final | | | | | | | | | | | | | | | | | 7.493 |
| Flujo neto de fondos | -12.744 | -5.668 | 2.443 | 2.659 | 2.610 | 2.311 | 1.985 | 1.950 | 1.915 | 1.881 | 1.847 | 1.812 | 1.778 | 1.744 | 1.710 | 1.676 | 8.718 |
| TIR | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Valor Presente | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Análisis del Proyecto + financiación | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Flujo de fondos sin financiación | (12.744,0) | (5.667,8) | 2.442,6 | 2.659,0 | 2.610,0 | 2.311,1 | 1.984,9 | 1.950,0 | 1.915,4 | 1.880,9 | 1.846,6 | 1.812,3 | 1.778,1 | 1.744,0 | 1.709,9 | 1.676,0 | 1.225,2 |
| Cobranza de préstamos de L.P. | 9.302 | 4.237 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Pago de préstamos de L.P. | 0 | 0 | -620 | -620 | -620 | -620 | -620 | -620 | -620 | -620 | -620 | -620 | -620 | -620 | -620 | -620 | -620 |
| Pago de intereses deuda L.P. | 0 | -677 | -646 | -615 | -584 | -553 | -522 | -491 | -460 | -429 | -398 | -367 | -336 | -305 | -274 | -243 | -212 |
| Valor final | | | | | | | | | | | | | | | | | 7.493 |
| Flujo neto de fondos | (3.442,0) | (2.107,8) | 1.176,5 | 1.424,0 | 1.406,0 | 1.138,1 | 842,8 | 839,0 | 835,4 | 831,9 | 828,5 | 825,2 | 822,1 | 818,9 | 815,9 | 813,0 | 7.886,3 |

Con respecto al caso spot, simulamos lo que sería el supuesto de que entramos al futuro Renovar 2.5/3 y luego no se cumplía con el contrato, por lo que proyectamos el precio spot con ayuda del modelo Oscar-Margo, arrojando un precio promedio de venta de U\$S 58,47 MWh entre el año 2019 y año 2035.

TIR Proyecto: 8,5%
TIR Proyecto + Financiación: 17,6%
TIR Accionista: 7,57%

6) CONCLUSIONES

- Luego de contrastar nuestro caso Base, en donde la hipótesis de venta de energía a U\$S 41,76 MWh, contra un caso donde vendemos a un precio spot promedio de U\$S 58,47 podemos observar que el proyecto obtiene TIR muy distintas. En el primer caso, se trata de una venta asegurada, enmarcada dentro de un contrato con un pago garantizado por el Banco Mundial. En definitiva, se trata de un proyecto de baja riesgo desde el punto de vista del inversor. En el segundo caso, se simula un precio spot mediante el modelo Oscar-Margo, suponiendo una serie de variables, entre ellas el precio del gas, la incorporación de nuevas máquinas, la demanda de energía, etc. Como resultado, obtenemos una TIR de proyecto más elevada que en el primer caso, pero con un riesgo considerablemente más alto para el inversor. La sensibilidad de las variables podrán impactar el flujo de fondos del proyecto, tanto mejorando como empeorando la situación, lo cual podría conspirar contra la viabilidad de repago del crédito.

- El proyecto propuesto goza de una tasa de financiación del 5%, consistente con las tasas de interés para proyectos de inversión de estas características a nivel internacional. El factor determinante para la viabilidad, ante los ojos de nuestro acreedor, es el hecho de que el proyecto se enmarca dentro del Renovar. Este marco, en donde se destaca la garantía de pagos, directamente a través del contrato o a través de la garantía del Banco Mundial, aseguran un flujo de ingresos constante lo cual permite repagar el préstamo tomado. En caso contrario, de no existir estas garantías, los acreedores serian reacios a invertir en estos proyectos ante la incertidumbre sobre la devolución del préstamo.

- Mercado competitivo y dependiente del mantenimiento de beneficios fiscales - TIR accionista baja con el precio de U\$S 41,76 MWh.

- Tecnología con potencial - bajando de precio en forma drástica en los últimos años y como bien se sabe ya existen proyectos en Europa con una baja del 25% del costo del MW instalado de lo que estamos planteando en este proyecto.

- Tecnología con intermitencia - falta respaldo firme: es la mayor falencia de este tipo de tecnología, junto al requerimiento de inversiones importantes en la red de transporte por la distancia entre generación eficiente y demanda y su sobre-equipamiento para transportar la energía cuando se presenta el recurso.

7) EVOLUCIÓN DE LA RENTABILIDAD CON LA BAJA ESPERADA EN EL VALOR DEL CAPEX

En esta hipótesis, a diferencia del caso base, planteamos una caída de los costos totales instalados de los sistemas fotovoltaicos en la región. El *Costo Nivelado de Generación* (LCOE) en plantas de gran escala como esta, ha disminuido entre un 70% y 75% desde el 2010 hasta ahora. Y de acuerdo a lo observado se prevé que seguirá disminuyendo

hasta la mitad para el año 2020¹, con precios relativamente bajos de los módulos PV, sumados a mayores factores de capacidad por mejoras tecnológicas continuas. La principal fuente potencial de ahorro está en el *Balance of System* (BOS), particularmente debido a los costos indirectos. Con el objetivo de aprovechar este potencial, es fundamental un marco de políticas para desbloquear los mayores ahorros.

Al día de hoy, existen proyectos fotovoltaicos que están en el orden de los 700.000 U\$/MW, e incluso llegan a 600.000 U\$/MW en países como Arabia Saudita, Chile, Emiratos Árabes Unidos, España, Perú, Sudáfrica, entre otros. Además, dentro de los próximos años, los mejores proyectos podrían producir electricidad a U\$S 3 centavos por kWh o menos². Los costos globales ponderados de generación con energía solar fotovoltaica actualmente rondan entre 11 y 10 centavos por kWh.

Por lo que se puede observar, esta nueva dinámica señala un cambio significativo en el paradigma energético sin precedentes. Dichos cambios se pueden manifestar tanto en las reducciones de costos en la tecnología, como en el grado de representatividad que la energía renovable tiene hoy en día en el sistema energético mundial.

Esta hipótesis es claramente un escenario optimista para las variables económicas del proyecto ya que pasamos de una inversión inicial de 800.000 U\$/MW a otra menor de 600.000 U\$/MW. Implicando una mejora de la TIR del proyecto, al incrementarla de 4,2% a 7,2%. A su vez, podemos observar que se optimiza la tasa TIR del Proyecto incluida la Financiación dejando un resultado en 12,4%. Por último, vemos que la TIR del Accionista se vuelve positiva y proyecta un valor de 3,74%.

| <u>Análisis del Proyecto</u> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|-------|--|-----------|-----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Flujo de fondos sin financiación | | | -9.608 | -4.324 | 1.691 | 1.846 | 1.810 | 1.665 | 1.361 | 1.335 | 1.309 | 1.284 | 1.258 | 1.233 | 1.208 | 1.182 | 1.157 | 1.132 | 796 |
| Valor final | 10 | | | | | | | | | | | | | | | | | | 5.038 |
| Flujo neto de fondos | | | -9.608 | -4.324 | 1.691 | 1.846 | 1.810 | 1.665 | 1.361 | 1.335 | 1.309 | 1.284 | 1.258 | 1.233 | 1.208 | 1.182 | 1.157 | 1.132 | 5.834 |
| TIR | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 7,2% |
| Valor Presente | 6,5% | | 666 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <u>Análisis del Proyecto + financiación</u> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Flujo de fondos sin financiación | | | (9.608,0) | (4.323,8) | 1.691,3 | 1.846,0 | 1.810,2 | 1.664,5 | 1.360,7 | 1.334,9 | 1.309,3 | 1.283,8 | 1.258,4 | 1.233,0 | 1.207,7 | 1.182,4 | 1.157,3 | 1.132,2 | 795,8 |
| Cobranza de préstamos de L.P. | | | 6.166 | 2.893 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Pago de préstamos de L.P. | | | 0 | 0 | -411 | -411 | -411 | -411 | -411 | -411 | -411 | -411 | -411 | -411 | -411 | -411 | -411 | -411 | -411 |
| Pago de intereses deuda L.P. | | | 0 | -453 | -432 | -412 | -391 | -371 | -350 | -330 | -309 | -289 | -268 | -247 | -227 | -206 | -186 | -165 | -145 |
| Valor final | 10 | | | | | | | | | | | | | | | | | | 5.038 |
| Flujo neto de fondos | | | (3.442,0) | (1.883,8) | 847,8 | 1.023,1 | 1.007,8 | 882,7 | 599,5 | 594,2 | 589,2 | 584,2 | 579,3 | 574,5 | 569,8 | 565,1 | 560,5 | 555,9 | 5.278,3 |
| TIR | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 12,4% |
| Valor Presente | 5,0% | | 3.676 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <u>Análisis del Proyecto desde el punto de vista de los accionistas</u> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Aporte de Capital | | | 0 | -3.900 | -2.372 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Pago de dividendos | | | 0 | 0 | 0 | 11 | 173 | 205 | 240 | 274 | 305 | 327 | 349 | 371 | 393 | 415 | 437 | 459 | 482 |
| Valor de rescate de las acciones | 10 | | | | | | | | | | | | | | | | | | 5.038 |
| Flujo neto de fondos de los accionistas | | | - | -3.900 | -2.372 | 11 | 173 | 205 | 240 | 274 | 305 | 327 | 349 | 371 | 393 | 415 | 437 | 459 | 482 |
| TIR | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 3,74% |
| Valor Presente | 12,0% | | -3.178 | | | | | | | | | | | | | | | | |

TIR Proyecto: 7,2%

TIR Proyecto + Financiación: 12,4%

TIR Accionista: 3,74%

¹ Según un análisis de costos de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA).

² Según un análisis de costos de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA).