



UNCUYO
UNIVERSIDAD
NACIONAL DE CUYO

Licenciatura en Administración

Análisis Financiero
proyectos de Energía
Solar

Trabajo de Investigación

Luluaga, Francisco José

Profesor tutor Alejandro Bartolomeo

Mendoza- 2019

índice

<u>1. INTRODUCCIÓN</u>	3
<u>1.1. LA ENERGÍA SOLAR</u>	3
<u>1.2 FUNCIONAMIENTO DE MERCADO</u>	4
<u>1.3. Potencial de energía solar en Argentina</u>	13
<u>1.4. Situación actual Matriz de energía eléctrica Argentina</u>	15
<u>1.5. Marco Regulatorio Argentina</u>	16
<u>2. Sobre la metodología del presente trabajo</u>	19
<u>2.1. Contexto situacional:</u>	20
<u>3. Análisis de Armado de proyecto de energía solar</u>	22
<u>3.1. ¿Qué involucra el armado de proyecto de un parque de energía solar?</u>	22
<u>3.2. De lo general a lo específico: Administración de proyectos</u>	23
<u>3.3. Sobre proyectos de energía solar:</u>	25
<u>3.3.1. Identificación de las partes involucradas en el proyecto</u>	25
<u>3.3.2. Sobre Project Finance: ¿Como se financian los proyectos de Energía solar?</u>	32
<u>3.3.3. “La estructura de seguridad”</u>	34
<u>3.3.4. Garantías</u>	36
<u>4. En San Juan, Argentina</u>	37
<u>5. Sobre la oportunidad para el grupo familiar</u>	38
<u>5.1. Generación de ingresos proyectada anual del parque fotovoltaico</u>	40
<u>5.2. Flujo de fondos proyectados del parque</u>	43
<u>5.3. ¿Cuál es la ganancia de los intermediarios desarrolladores de proyectos de energía solar?</u>	46
<u>5.4. Bonos de Carbono: un beneficio económico adicional para invertir en renovables</u>	48

<u>6. Caso práctico rentas de usufructo derivadas de contratos con proyectos de energía solar fotovoltaica</u>	51
<u>6.1. Resumen de cláusulas de contrato pactadas</u>	51
<u>6.2. Análisis de las rentas de usufructo</u>	53
<u>6.3. Flujo proyectado de rentas de usufructo</u>	53
<u>6.4. Método de valuación de activos:</u>	54
<u>6.5. Sobre RIESGO</u>	58
<u>7. Conclusión</u>	62
<u>7.1. Resumen de caso de análisis desarrollo de parque de energía solar</u>	62
<u>7.2. Resumen de caso de análisis de rentas de usufructo</u>	63
<u>7.3. Aclaraciones antes de terminar</u>	64
<u>8. Anexos:</u>	66
<u>Bibliografía</u>	66
<u>Características del proyecto</u>	67

1. INTRODUCCIÓN

1.1. LA ENERGÍA SOLAR

Sin dudas uno de los paradigmas más importantes de la actualidad es relativo al cambio climático debido al deterioro que produce la sociedad en la naturaleza. El problema reside en la energía que se necesita para el desarrollo de las actividades humanas en la actualidad, se sustenta aproximadamente en un 81% en recursos energéticos no renovables (International energy agency, 2016).

“La implementación de un sistema de suministro de energía sostenible en todo el mundo es una de las medidas más importantes que deben tomarse para evitar un mayor cambio climático. La energía solar puede jugar un papel instrumental en tal sistema. La energía solar está disponible abundantemente y es una muy fuente de energía versátil.” (Arno, Klaus, Olindo, René, & Miro, 2016).

Cuando se habla de energía solar, se hace referencia a la conversión de la energía que transmite el sol, en energía térmica, química, o en electricidad. La consecución de esta última requiere de dispositivos basados en materiales semiconductores, llamamos paneles fotovoltaicos (PV por sus siglas en inglés). El término fotovoltaico se deriva de la palabra griega φως (phos), que significa luz y voltio, que significa electricidad. Denominado así en honor al físico italiano Alessandro Volta (1745-1827) que inventó la primer “pila”.

De aquí en adelante, cuando hablemos de energía solar se hará referencia a aquella generada a través de paneles fotovoltaicos. Esto significa que se obtendrá como resultado energía eléctrica.

1.2 FUNCIONAMIENTO DE MERCADO

Se descomponen las etapas en la cadena producción-consumo del bien “energía eléctrica” en generación, transmisión, distribución para luego llegar al consumo.

El mercado bajo análisis posee características como economías de escala en las etapas de transmisión y distribución, y costos de inversión muy altos de infraestructura. Simultáneamente, no se puede ignorar que el mercado es proveedor de toda la sociedad, ya que la electricidad es el sustento de casi todas las actividades humanas (al menos en alguna proporción). Según la AIE el consumo de energía eléctrica per cápita anual argentino en 2014 fue de 3.052,38 KWh (Agencia Internacional de la Energía, 2014).

Las características ya citadas, sumado a que el desarrollo de la industria se sustenta también en el consumo de este bien, hacen que la planificación del sistema energético de un país sea una de las prioridades en la agenda política de todo Estado.

Existen diferentes modelos de organización de mercado a aplicar que varían dependiendo, entre otras variables, de la capacidad de inversión y la capacidad de gestión eficiente que posee el estado para realizar estas actividades.

La Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID) ha sabido resumir los tres objetivos principales que persiguen los estados en su tratamiento del sistema energético, como los siguientes:

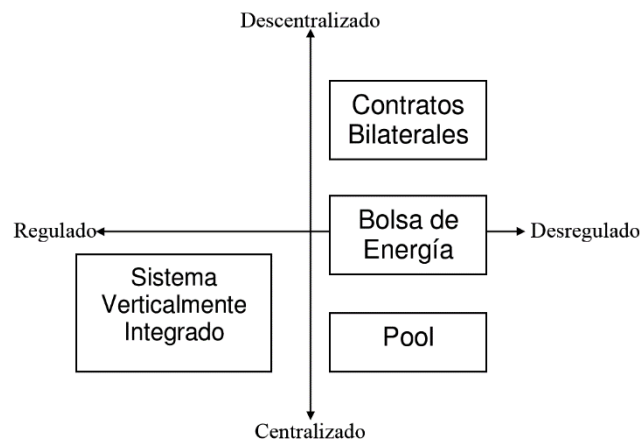
“Atraer capitales extranjeros para satisfacer las crecientes necesidades de electricidad sin imponer grandes presiones sobre las capacidades financieras de las naciones”

“Reducir los costos de la electricidad a través de presiones competitivas”

“Asignar riesgos de una manera más eficiente o deseable”. (The Energy Group Institute of International Education)

Los modelos de organización de los mercados de energía eléctrica varían dependiendo de si el mercado está regulado o no, o si el despacho es centralizado o descentralizado (ATIENZA, 2001).

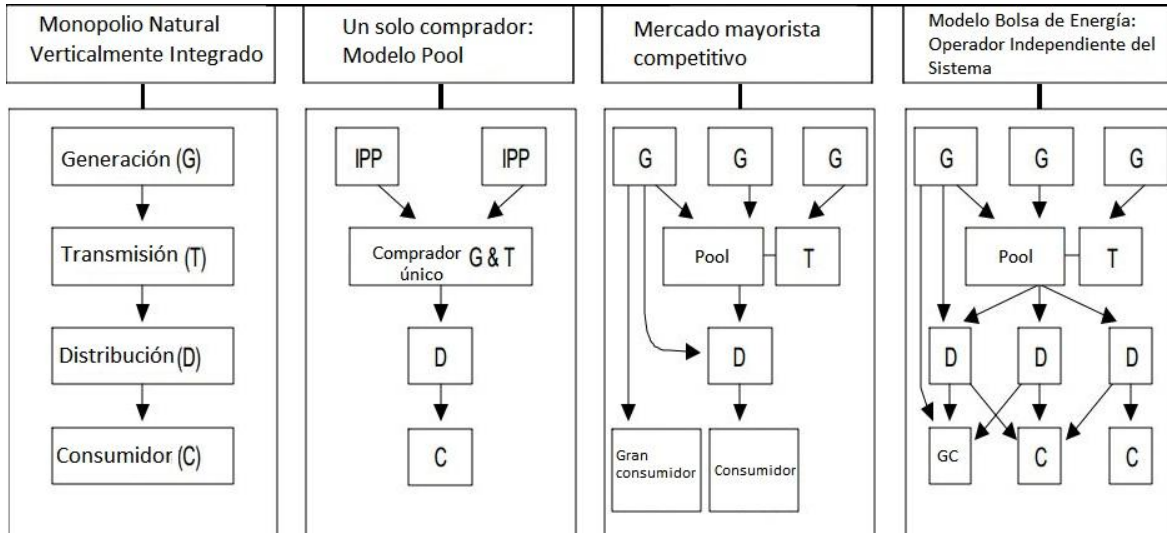
Modelo Verticalmente Integrado: una empresa expande su participación en diversos puntos de la cadena de suministro verticalmente. La competencia es nacional.



Modelo Pool: Existe un solo comprador que elige sobre varios productores de energía independiente (IPP Independent Power Producer). El generador no tiene permitido la venta a consumidor final lo que genera un monopolio de la transmisión y distribución de la electricidad.

Modelo Mercado Mayorista competitivo: Las compañías de distribución compran directamente de los IPP pero tienen monopolio sobre los consumidores finales. Los generadores compiten para suplir la demanda mediante el marco regulatorio planteado por el estado.

Modelo Bolsa de Energía: Sistema Independiente: se caracteriza por una separación completa de la operación económica y comercial de la operación física del sistema. Los agentes transan libremente la energía (ATIENZA, 2001). Todos los clientes de la cadena tienen opción de proveedor. Libre acceso a los cables de transmisión y distribución. Se separan el mercado de distribución al de venta al por menor, la cual es una industria competitiva como el resto de la cadena.



EN ARGENTINA

Entes involucrados

Al momento de realizar una inversión es necesario reconocer los entes involucrados y el marco legal regulatorio. Cuando la inversión se trata de generación de recursos energéticos, en nuestro caso energía eléctrica, este análisis es crítico para evaluar los riesgos relativos a la intervención del Estado. Ya que, como hemos mencionado en el apartado anterior, por las características de monopolio natural que tienen la distribución y transmisión de electricidad, los gobiernos se ven forzados a intervenir planteando (con diferentes matices) los modelos descritos anteriormente.

En Argentina el Ministerio de Energía y Minería, (ahora solo "Secretaría de Energía") dicta la política energética nacional y establece el marco regulatorio para su ejecución. Por otro lado, el Regulador Nacional de Electricidad (ENRE) es una entidad autónoma bajo el M. de Energía responsable de regular y supervisar la actividad eléctrica nacional, pero no tiene competencia para las provincias. ENRE supervisa el cumplimiento de las entidades de generación, transmisión y distribución con los estándares de seguridad, calidad, técnicos y ambientales

establecidos en el marco regulatorio y los acuerdos de licencia.

Para fomentar la transición a una economía sustentable, en el año 2015 se ha añadido por primera vez en la historia argentina una “Subsecretaría de Energías Renovables” para “asistir en todos los aspectos vinculados al desarrollo de la generación de energía mediante aprovechamiento de fuentes renovables de energía, con criterio ambientalmente sustentable, en todas sus etapas” como objetivo primero. Podrá visualizarse en el organigrama presentado. (Decreto 231/2015).

En simultáneo, cada provincia cuenta con un ente público con atribuciones correspondientes a designar el marco regulatorio del sistema de energía eléctrico provincial. Debido a que los proyectos de energía solar a analizar en el presente trabajo están localizados en la provincia de San Juan, se tendrá en cuenta la legislación emitida por el EPRE “Ente Provincial Regulador de la Electricidad”.

Otro ente protagonista es la “Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (de ahora en más CAMMESA) quién administra y representa el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

fuelle: Estructura APN Administración central - DECRETO 174/2018 Y SUS



Actualización: 08-08-2018

NORMAS MODIFICATORIAS-

1.3.2. El MEM (Mercado Eléctrico Mayorista)

A través de la [Ley 24065](#), emitida en 1991, se definió el MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) para toda la República Argentina. Los agentes reconocidos del MEM son:

- a) Generadores de energía eléctrica;
- b) Transportistas de energía eléctrica;
- c) Distribuidores de Energía eléctrica;
- d) Grandes Usuarios de energía eléctrica. Las empresas comercializadoras y los medianos y pequeños usuarios no son agentes, sino simples actores. (Artículo 4º de la ley mencionada).

a) Generadores: Se considera generador a quien, siendo titular de una central eléctrica adquirida o instalada en los términos de esta ley, o concesionarios de servicios de explotación de acuerdo con el artículo 14 de la ley 15.336, coloque su producción en forma total o parcial en el sistema de transporte y/o distribución, sujeto a jurisdicción nacional (Artículo 5º). Los generadores podrán celebrar contratos de suministro directamente con distribuidores y grandes usuarios. Dichos contratos serán libremente negociados entre las partes (ARTICULO 6º). Quienes reciban energía en bloque, por pago de regalías o servicios, podrán comercializarla de igual manera que los generadores (Artículo 8º).

b) Transportistas: Se considera transportista a quien, siendo titular de una concesión de transporte de energía eléctrica otorgada bajo el régimen de la presente ley, es responsable de la transmisión y transformación a ésta, vinculada desde el punto de entrega de dicha energía por el generador, hasta el punto de recepción por el distribuidor o gran usuario, según sea el caso. Tienen prohibida la compra/venta de energía eléctrica. (Artículo 7º).

c) Distribuidores: Se considera distribuidor a quien, dentro de su zona de concesión es responsable de abastecer a usuarios finales que no tengan la facultad de

contratar su suministro en forma independiente (Artículo 9°)

d) Grandes Usuarios: Respecto de los grandes usuarios, como agentes del mercado eléctrico, la ley considera así a quienes tienen la facultad de contratar en forma independiente y para consumo propio su abastecimiento de energía ya sea con un generador o con un distribuidor. La Secretaría de Energía, por su parte, es quien está facultada para establecer los módulos de potencia, de energía y demás parámetros técnicos que caracterizan al gran usuario. Así ha dividido por nivel de consumo a los grandes usuarios en tres categorías: GUMA, GUME y GUPA.

Requisitos para Grandes Usuarios Mayores “GUMA”:

Tener, como mínimo, en cada punto de conexión físico una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 1 MW, y de energía igual o superior a 4.380 MWh anuales.

Tener contratado en el Mercado a Término (MAT), por lo menos, el 50% de su demanda de energía eléctrica con Generadores o Comercializadores de Generación, considerando el mínimo de energía previsto en el punto anterior, o bien tener Acuerdos con Comercializadores de Demandas, que cubran el 50% de su demanda. El resto demanda puede ser adquirida directamente al Mercado, al precio que se verifique en forma horaria.

La duración mínima de cada contrato en el MAT es de un mes, pero debe disponerse siempre de tres meses bajo contratos. La duración mínima de cada Acuerdo de Comercialización de Demanda es de doce meses.

Instalar un equipo de medición apropiado que permita la medición de su demanda cada 15 minutos, y que pueda leído en forma remota por CAMMESA, llamado equipamiento SMEC.

Disponer de un Esquema de Alivio de Carga por Sub-frecuencia (relé de corte o convenio con otro GUMA para compartir cortes).

Constituir un Depósito de Garantía que cubra el importe a facturar por CAMMESA en un lapso de tres meses.

Requisitos para Grandes Usuarios Menores “GUME”:

Tener en cada punto de conexión físico una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 30 kW, y menor a 2000 kW (medición triple tarifa). Contratar el 100% de su demanda de energía eléctrica con un Generador o Comercializador reconocido por el MEM.

La duración mínima del contrato en el MAT no debe ser inferior a 2 períodos trimestrales.

No tener deudas pendientes con la Distribuidora.

Requisitos para Grandes Usuarios Particulares “GUPA”:

Tener en cada punto de conexión físico una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 30 kW, y menor a 100 KW (medición simple tarifa).

Contratar el 100% de su demanda de energía eléctrica con un Generador o Comercializador reconocido por el MEM.

La duración mínima del contrato en el MAT no debe ser inferior a los 4 períodos trimestrales.

No tener deudas pendientes con la Distribuidora.

Períodos Trimestrales del MEM: Mayo-Julio; Agosto-Octubre; Noviembre-Enero; Febrero-Abril.

Fechas límite para la presentación de documentación relativas al ingreso al MEM:

GUMAS: 90 días antes del inicio del trimestre.

GUMES y GUPAS: 60 días antes del inicio del trimestre.

CITACIÓN CAM18 \I 11274 (CAMESA "Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico" 2018)

Las operaciones comerciales de compra y venta de la energía se efectúan a través de tres formas diferentes:

- Mercado Spot: Donde los precios varían en forma horaria de acuerdo con los requisitos y la disponibilidad de equipos que haya en cada momento. El ingreso de máquinas para abastecer la demanda se hace con un orden prioritario de costos, es decir entran en servicio primero las más económicas hasta cubrir la potencia más la reserva y las que no son requeridas quedan

sin operar. En este mercado existe un reconocimiento para la energía en función de los costos de combustible y otro para la potencia que representa los costos fijos.

- Mercado Estacional: Se definen dos períodos semestrales en el año, con fechas de comienzo el 1º de mayo y 1º de noviembre relacionados con las épocas de hidraulicidad. En cada período estacional se define un precio estabilizado de la energía, en función de lo que se espera costará durante esos seis meses. Los distribuidores pueden comprar a ese precio y las diferencias que surgen con respecto a los precios reales que se produjeron en el Mercado Spot, se cargan al período siguiente.
- Mercado a Término: Se establece entre generador y distribuidor o gran usuario con la firma de un contrato. Se determinan las condiciones de entrega de la energía y de pago, como así también los plazos de vigencia y los resarcimientos de una de las partes por incumplimiento de la otra. Los precios se pactan libremente.

CAMMESA, ya mencionada anteriormente como aquella que administra y representa el MEM, es una sociedad civil sin fines de lucro, cuyas acciones están en manos de los agentes que actúan en el Mercado, pero no en forma directa sino a través de sus representantes. Dichas acciones se distribuyen de la siguiente manera:

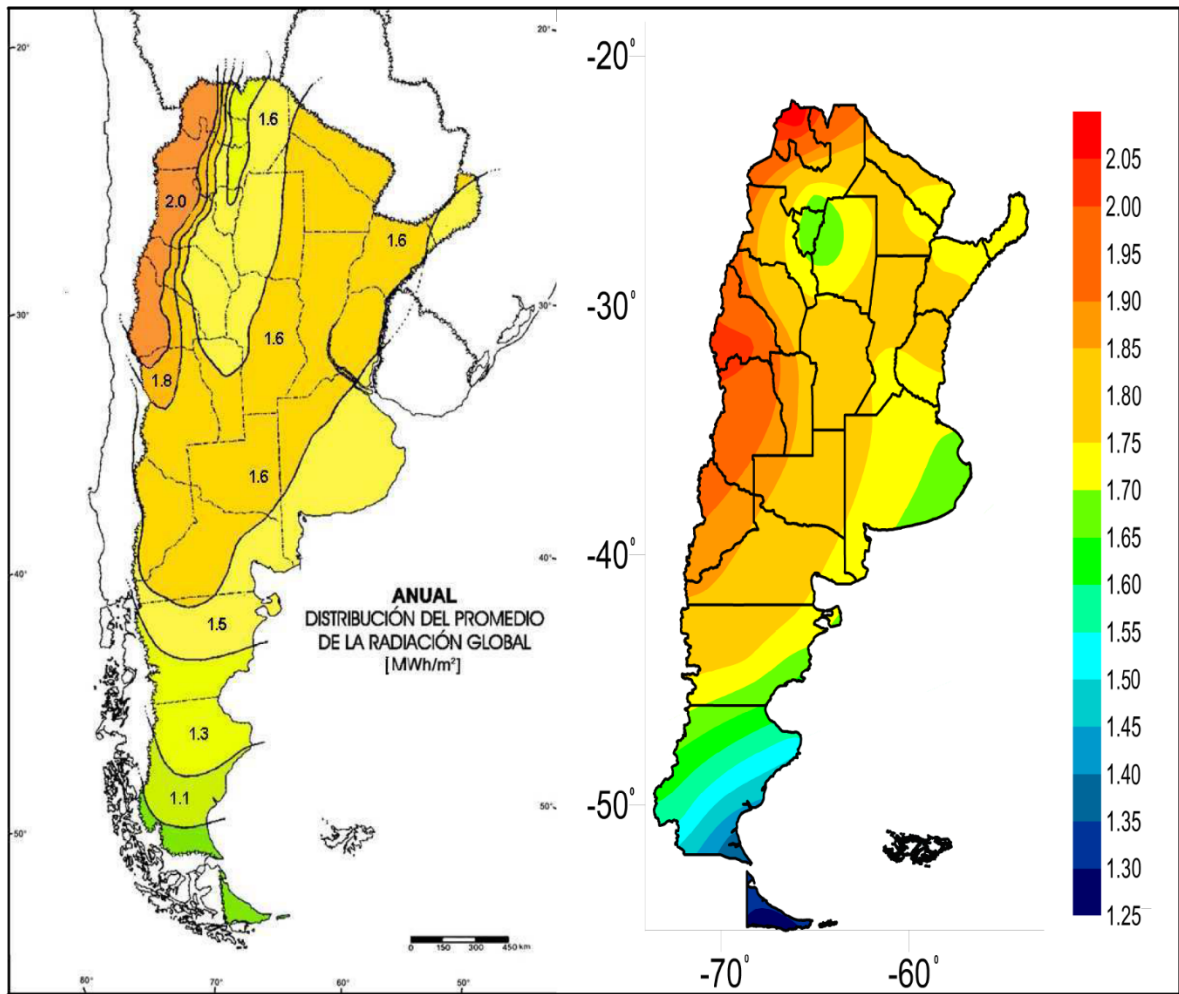
- ESTADO: Secretaría de Energía (20%)
- AGEERA: Asociación de Generadores de la Energía Eléctrica de la R. Argentina (20%)
- ADEERA: Asociación de Distribuidores de la Energía Eléctrica de la R. Argentina (20%)
- ATEERA: Asociación Transportistas de la Energía Eléctrica de la R. Argentina (20%)
- AGUEERA: Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la R. Argentina (20%).

Los principales objetivos de **CAMMESA** son:

- Efectuar la optimización de la producción a los efectos de minimizar los costos totales del Mercado.
- Maximizar la seguridad del sistema eléctrico y la calidad de los suministros.
- Planificar las necesidades de potencia y energía, optimizar su aplicación y tratar de prever los precios que regirán en el mercado.
- Realizar los cálculos de las transacciones económicas entre los Agentes Reconocidos del MEM y emitir los documentos de facturación. Efectuar las cobranzas y transferencias necesarias.
- Supervisar el funcionamiento del Mercado a Término y efectuar el despacho técnico de los contratos.
- Garantizar la transparencia y equidad de las decisiones que afecten al MEM.

1.3. Potencial de energía solar en Argentina

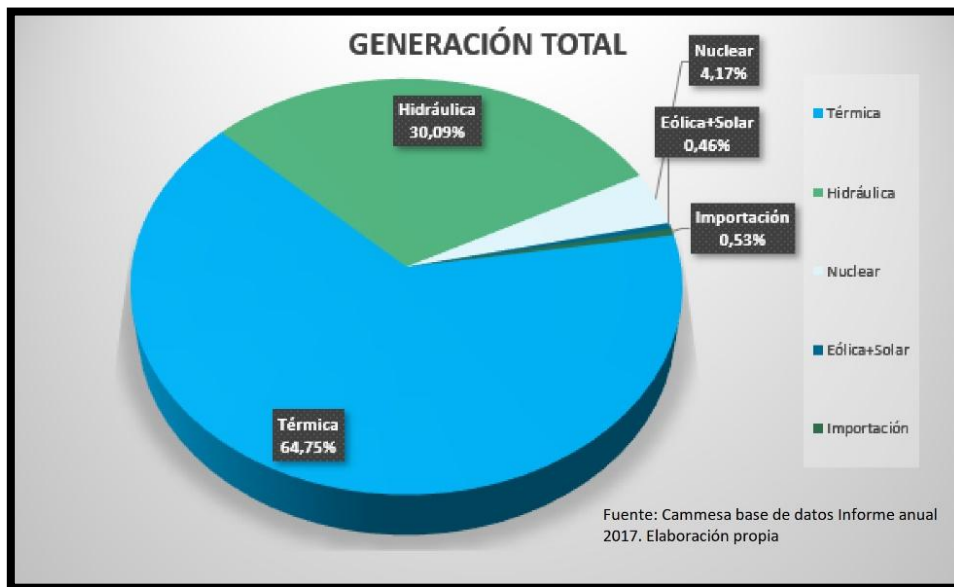
Argentina tiene una gran cantidad de lugares atractivos para Parques Solares debido a la abundante irradiación solar. Las áreas más propicias se encuentran ubicadas en las ciudades del noroeste argentino como Salta y Jujuy, así como también la región de Cuyo, formada por San Juan, Mendoza y La Rioja. La irradiación solar de la zona se encuentra entre de 1.800 kWh/m² y 2.200 kWh/m² (Gallegos & Righini, 2012). El resto del país provee también condiciones aceptables de irradiación en la mayoría de las regiones excepto zonas específicas de las provincias de Tucumán, Buenos Aires y las provincias ubicadas al sur, de Tierra del Fuego, Santa Cruz y Partes de Chubut. (Gallegos & Righini, 2012).



(Izquierda) Distribución del promedio anual acumulado de la radiación global sobre plano horizontal (adaptado de Grossi Gallegos, 1998) y (derecha) sobre planos inclinados un ángulo óptimo (Righini y Grossi Gallegos, 2011); la unidad de la escala es MWh/m^2 .

1.4. Situación actual Matriz de energía eléctrica Argentina

Según el último informe publicado de Cammesa (año 2017), la generación genuina total de energía eléctrica (sin considerar la importación de 734 GW/h) informada en el balance anual del mismo año fue de 136,5 mil GW/h, ocupando la energía solar solo un 0,5% en conjunto con la energía eólica. Mientras que países más desarrollados como Alemania entre energía eólica y solar suman un 22,3% de su Mix de generación eléctrica. (según el Grupo de Trabajo de Balances Energéticos “Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen”).



1.5. Marco Regulatorio Argentina

Si bien Argentina es un país que tiene mucho trabajo por delante en la búsqueda de una matriz energética sustentable, el Estado argentino busca orientar su legislación para la consecución del objetivo.

Con motivo de resumir al lector el marco regulatorio de referencia, un listado en orden cronológico de las leyes relativas a las energías renovables sancionadas en la República Argentina:

24.065/91 - La ya mencionada ley 24.065 (1991) fue el primer paso para organizar el marco regulatorio de energía eléctrica. Lo que dio paso a la privatización de los sectores de transmisión y distribución.

25.019/98 - Declara la generación de energía solar (y eólica) como interés nacional. Introduce una tarifa premium con un pago adicional por KWh generado garantizado del 40% sobre el precio de mercado. Esto consigue desarrollar algunos proyectos de generación de energía eólica (fuera de la red), hasta el año 2011. Luego pierde eficacia debido a que la tarifa fue fijada en pesos argentinos del año 1998 (que estaba pegado al valor del dólar estadounidense), con la devaluación del peso argentino en el año 2002 la tarifa premium también devalúa su atractivo.

26.190/06 - Apuntando a mejorar la ley 25.019 mencionada anteriormente. Esta ley extiende el aval público sobre las energías renovables, estableciendo como objetivo conseguir una matriz de consumo eléctrico basado en energías renovables en un 8% para 2016 (Villalonga). La ley se hizo efectiva en el año 2009, adjudicando beneficios fiscales en IVA e Impuesto a las ganancias (aplicando el

tratamiento dispensado por ley 25.924); y disponiendo que los bienes afectados por la actividad no integrarían base de imposición del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta (establecido por ley 25.063), para aquellas personas físicas o jurídicas que se entren dentro de las definiciones dictadas en el artículo 7°.

27.191 - El 24 de septiembre de 2015 la Cámara de Diputados de la República Argentina aprueba la citada ley de energía renovable, dando el marco regulatorio apropiado para promover el desarrollo de la generación de fuentes renovables de energía. Pospone el objetivo de 8% para el año 2018, y añade otro de cubrir el 20% de la demanda de energía con energías renovables para el año 2025. Regula también la capacidad de los grandes consumidores para realizar los llamados "Power Purchase Agreements" PPA, que son aquellos contratos privados a largo plazo que permiten a los grandes usuarios para la compra directa o generación para uso particular de energías renovables.

Con el objetivo de cumplir con los objetivos de la presente ley y decretos relativos, el gobierno lanza RenovAr: un programa de licitación pública que incluye algunos incentivos fiscales y mecanismos de soporte financiero garantizados con fondos nacionales llamados "Fondo de Desarrollo de Energía Renovable" FODER.

El fideicomiso público FODER se resuelve mediante Resolución 147/16 emitida por el Ministerio de Energía y Minería, con dos cuentas principales de financiamiento y garantía. Su objeto es respaldar a CAMMESA proporcionando a los proyectos adjudicados una garantía para el pago de energía y para la terminación anticipada.

FODER es un fondo de tres niveles:

El primer nivel garantiza que la energía entregada a la red en virtud de los PPA se pague debidamente y el Ministerio de Energía y Minería es fiduciario de FODER y está obligado a financiarlo. (Subsecretaría de Energía Renovable 2016).

En segundo nivel: es una garantía de "solvencia" que contiene una opción de venta. Bajo los contratos PPA, las compañías pueden rescindir el contrato si CAMMESA no paga correspondientemente (y FODER tampoco lo hace como garante) por cuatro meses consecutivos o seis meses no consecutivos dentro de

cualquier período de 12 meses y / o si CAMMESA no cumple con una sentencia firme de arbitraje. En este caso la compañía puede transferir los activos del proyecto a FODER recibiendo una compensación. El ME&M asume la obligación de proveer de fondos a FODER en para el pago de estos activos. En caso de que el ME&M no pueda proveer de estos fondos, se ha implementado una garantía soberana a través de la Tesorería General de la Nación emitiendo letras del Tesoro (Resolución 147/16 del ME&M).

En tercer nivel: bajo los programas RenovAr 1 y RenovAr 1.5 existe digamos un tercer nivel de garantía para los ofertantes. El gobierno nacional llegó a un acuerdo con el Banco Mundial en Virtud del cual respalda a FODER por hasta US\$ 500 millones en su obligación de pagar los activos del proyecto en caso de que las empresas del proyecto ejerzan la opción de venta y el gobierno no proporcione los fondos para pagarlos en su totalidad o en partes. (S. de Energías Renovables 2016)

27.424 / 17 - La última ley sancionada dicta las definiciones necesarias para la regulación del mercado de ER, junto con su antecesora 27.191 intenta tapar los baches legales para generar el contexto idóneo para el desarrollo económico de las mismas.

En su capítulo segundo menciona el procedimiento marco de integración de energía renovable generada a la red eléctrica pública, donde podría destacarse para un análisis de viabilidad económica que:

"...Los costos del equipo de medición, su instalación y las obras necesarias para permitir la conexión a la red deberán ser solventados por el usuario-generador siempre que aquellos no constituyan una obligación de los distribuidores en el marco de la ley 24.065 y/o de los respectivos contratos de concesión..." –

Fragmento artículo 11

Crea el "Fondo Fiduciario para el Desarrollo de la Generación Distribuida" FODIS creado para fomentar la generación de renovables, teniendo como beneficiarios las personas físicas o jurídicas registradas en el país (cuyos proyectos de generación distribuida hayan sido aprobadas por las autoridades del fondo).

Crea el "Régimen de Fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para Generación Distribuida a partir de fuentes Renovables" (FANSIGED) en la órbita del Ministerio de Producción. Sus actividades comprenderán investigación, diseño, desarrollo, inversión en bienes de capital, producción, certificación y servicios de instalación para la generación distribuida de energía a partir de fuentes renovables.

Además, protege al usuario-generador del incumplimiento por parte del distribuidor de los plazos establecidos de información, autorización, instalación y conexión a la red, compensándolo por un valor económico no menor a lo establecido para penalidades por demoras en la conexión de suministro de usuarios a la red (aunque adjudica la competencia de dictar la sanción al ente regulador jurisdiccional)

Otros principales elementos del marco regulatorio de Energías Renovables a tener en cuenta son:

- Decreto P.E.N. No. 531/2016 (publicado marzo de 2016)
- Resolución MINEM 72/2016 (publicada mayo de 2016)
- Decreto P.E.N. No. 882/2016 (publicado julio de 2016)
- Resolución Conjunta MINEM/MINPROD 123/2016 (publicada septiembre de 2016)
- Resolución de Mercado a Término(3Q'17)

Haciendo nuevamente referencia a la ciudad de San Juan, a partir de la ley provincial 1.443-A sancionada por La Cámara de Diputados de la Provincia se adhiere a la ley Nacional 26.190 y su modificatoria 27.191 y decretos reglamentarios, sobre "Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energías destinadas a la Producción de Energía Eléctrica" sin más.

2. Sobre la metodología del presente trabajo

El presente trabajo de investigación pretende dar asesoramiento financiero a un grupo familiar propietario de un campo situado en la provincia de San Juan Argentina, donde a luego de una expropiación estatal, se instaló una central transformadora eléctrica dentro del mismo. Este hito, junto con la ola de concientización y tendencia de auge mundial de apoyar las energías renovables y sus formas de financiación, proporcionan el impulso necesario para el desarrollo de plantas fotovoltaica generadoras de energía (eléctrica) sustentable en la provincia en mención.

Sin embargo, para países en vías de desarrollo con inestabilidad política económica como Argentina, la ejecución de estos proyectos es aún más compleja. La explicación reside en que la industria es intensiva en capital, y se financia a largo plazo, necesitando una proyección estable en el tiempo.

El lector será provisto de dos situaciones a desarrollar:

- Investigación sobre proyectos de energía solar, más específicamente, Parques Fotovoltaicos generadores de energía eléctrica.
- Caso práctico: Análisis de Rentas de usufructo provenientes de proyectos de Parques fotovoltaicos a ejecutarse dentro de la propiedad del grupo familiar.

2.1. Contexto situacional:

La situación real y actual de un grupo familiar en la ciudad de San Juan, Argentina. Años atrás, al grupo propietario de 23.000 hectáreas al noroeste de la ciudad de San Juan, se le fue expropiado la porción de campo necesaria para la implantación de una transformadora eléctrica, la “Estación Bauchaceta”.

Los bajos costos de oportunidad de siembra de las tierras, el resultado positivo de los estudios de prefactibilidad, la máxima reducción de los costos de traslación por encontrarse la “Estación Bauchaceta” dentro del inmueble, sumado a la reciente legislación que estimula la generación de energía renovable, despertó el interés de

grupos de inversión con distintos objetivos. Algunos solo se encargan de armar proyectos para luego venderlos a quienes tengan la capacidad de financiarlos. Por otro lado, quienes tienen acceso a una tasa de financiamiento que posibilite llevar a cabo la inversión, podrá optar por transitar por todas las etapas de ciclo de proyecto, o adquirirlo con un cierto porcentaje de avance.

A partir de una serie de contratos firmados o propuestas entre el grupo familiar y distintos tipos de inversionistas interesados, se empieza a obtener conocimiento del funcionar de la industria energética que se encuentra en vías de desarrollo a nivel mundial.

Al identificarse la intermediación de entidades desarrolladoras del proyecto dentro de las cláusulas requeridas en los contratos. Y que luego éstas vendían sus derechos sobre el mismo generando ganancias, el grupo familiar se preguntaría: “¿Qué se necesita para desarrollar y vender un proyecto de energía solar?”

Se expondrá un resumen sobre lo necesario para desarrollar un proyecto de energía solar en la ciudad de San Juan, analizando la posibilidad del involucramiento del grupo.

Por otro lado, se planteará el análisis financiero de los contratos de usufructo relacionados con proyectos de energía solar con la idea de dilucidar cuál sería el mejor curso de acción. Será involucrarse en el desarrollo de proyecto con el objetivo de generar ingresos más altos una decisión conveniente, o una actitud aversiva al riesgo contemplando solamente los ingresos de renta de usufructo sería preferente.

Un tercer curso de acción de opción de venta del terreno podría esperarse, para lo cual la valuación de las rentas de usufructo debería proveer una estimación base para la fijación del precio “suelo” en la negociación de compraventa del inmueble.

3. Análisis de Armado de proyecto de energía solar

Como se menciona en el apartado anterior, a partir de las primeras entrevistas concedidas a aquellos interesados en rentar el inmueble lo primero que se clarifica es la naturaleza del usufructo y, por lo tanto, se clarifica que la mayoría de los interesados proyectaban la sesión del derecho de usufructo a un tercer futuro acreedor de los derechos de proyectos. Ante esta situación, queda implícito que los grupos de interesados con los que se estaba negociando rentar determinadas hectáreas del inmueble eran meros intermediarios. Y claro está, nadie trabaja como intermediario de nadie sin generar ganancia alguna.

La pregunta inmediata sería cuan sustancial podría ser el valor que remarca este intermediario, pero primero necesitamos contestar el siguiente interrogante:

3.1. ¿Qué involucra el armado de proyecto de un parque de energía solar?

Al reconocer la complejidad del mercado en el que está inserto el proyecto, se comienza por investigar sobre bibliografía de proyectos, para encontrar una metodología que ayude a abordar los aspectos importantes. Sin embargo, se tiene en consideración que la aplicación y abordaje de cada uno de los puntos presentados a continuación, tanto en “Administración de proyectos” como en “Project Finance” es resultado del trabajo conjunto de un grupo de profesionales experimentados en distintas disciplinas. De modo que escapa al alcance del presente trabajo.

De todas formas, se intenta dilucidar la compleja conformación de un proyecto de energía solar de envergadura similar a los que actualmente están sucediendo en el terreno del grupo familiar (de los cuales derivan las rentas de usufructo analizadas anteriormente).

La intención es asesorar al grupo sobre la posibilidad de involucramiento.

3.2. De lo general a lo específico: Administración de proyectos

Para informarse respecto de los puntos clave a tener en cuenta para el desarrollo de proyectos, se empieza por investigar bibliografía de administración de proyectos en general.

Cuando se habla sobre administración de proyectos hoy en día, y desde principios del año 2011, no se puede dejar de hacer referencia al Instituto de Administración de Proyectos. Con nombre original, en idioma inglés, el “Project Management Institute” es una organización estadounidense sin fines de lucro que se asocia con profesionales relacionados con la gestión de proyectos.

En su guía de procesos de la Dirección de proyectos, PMBOK 6 Ed. 2017 promueve una estructura metodológica para administración propicia de un proyecto. En ella, se especifican 5 fases (clásicas en la administración), 10 áreas de conocimiento y 47 procesos que se encuentran distribuidas en las fases de proyecto de la siguiente forma:

- Fase de Inicio: dos procesos.
- Fase de Planificación: 24 procesos.
- Fase de Ejecución: ocho procesos.
- Fase de Monitoreo y Control: 11 procesos.
- Fase de Conclusión: dos procesos.

Vemos a continuación una tabla resumen:

Área de conocimiento	Inicio	Planificación	Ejecución	Monitoreo y Control	Cierre
Integración	1 Desarrollar el acta de constitución del proyecto	3 Desarrollar el plan para la dirección del proyecto	27 Dirigir y gestionar el trabajo del proyecto 28 Gestionar el conocimiento del proyecto	37 Monitorear y controlar el trabajo del proyecto 38 Realizar el control integrado de cambios	47 Cerrar el proyecto o fase
Alcance		4 Planificar la gestión de alcance 5 Recopilar requisitos 6 Definir alcance 7 Crear la EDT		39 Validar alcance 40 Controlar el alcance	
Cronograma		8 Planificar la gestión del cronograma 9 Definir las actividades 10 Secuenciar las actividades 11 Estimar la duración de las actividades		41 Controlar el cronograma	
Costos		12 Desarrollar el cronograma 13 Planificar la gestión de los costos 14 Estimar los costos 15 Determinar el presupuesto		42 Controlar los costos	
Calidad		16 Planificar la gestión de la calidad	29 Gestionar la Calidad	43 Controlar calidad	
Recursos		17 Planificar la gestión de recursos 18 Estimar los recursos de las actividades	30 Adquirir los recursos 31 Desarrollar el equipo 32 Dirigir al equipo	44 Controlar los recursos	
Comunicaciones		19 Planificar la gestión de las comunicaciones	33 Gestionar las comunicaciones	45 Monitorear las comunicaciones	
Riesgos		20 Planificar la gestión de riesgos 21 Identificar los riesgos 22 Realizar el análisis cualitativo de riesgos 23 Realizar el análisis cuantitativo de riesgos 24 Planificar la respuesta a los riesgos	34 Implementar la respuesta a los riesgos	46 Controlar los riesgos	
Adquisiciones		25 Planificar la gestión de las adquisiciones	35 Efectuar las adquisiciones	12.3 Controlar las adquisiciones	
Interesados	2 Identificar a los interesados	26 Planificar el involucramiento de los interesados	36 Gestionar la participación de los interesados	13.4 Monitorear el involucramiento de los interesados	

Ilustración 4: Metodología por PMI. Elaboración propia

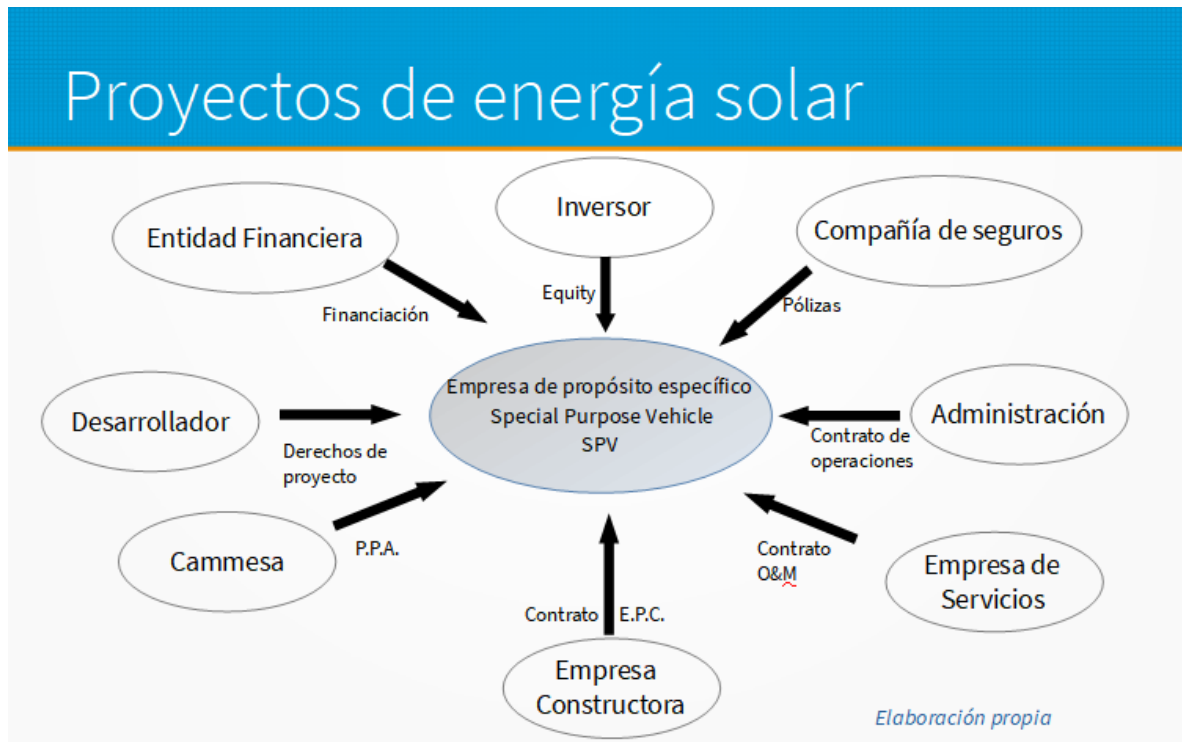
Si bien no existe posibilidad alguna de que el grupo familiar al que se pretende asesorar ejecute el proyecto, la guía de procesos de administración de proyectos identifica de manera ordenada los aspectos clave en la planificación de proyectos, y guía al investigador para organizar su perspectiva del proyecto.

3.3. Sobre proyectos de energía solar:

3.3.1. Identificación de las partes involucradas en el proyecto

Para entender de manera ordenada la estructura de un proyecto de parque solar es fundamental estudiar las partes involucradas. De esa forma, se podrá dilucidar cual es el valor agregado del desarrollador de proyectos en esta industria.

Es vital para el éxito del proyecto, que el desarrollador tenga una visión clara de los derechos y responsabilidades de las partes involucradas. A través del desarrollo de una estructura contractual entre la SPV, los distintos contratistas y prestamistas. De forma tal, se asignarán derechos sobre el Cash Flow futuro en forma de cascada contra el cumplimiento de sus responsabilidades. Consiguiendo transferir los riesgos correspondientes y pertinente a cada uno de los actores.



Una breve explicación de cada una de las partes involucradas:

- **SPV:** Sociedad de fin específico es una entidad legal responsable legal financiero del proyecto. Generalmente se establece como una empresa comercial con acciones propiedad de los inversores. Actúa como el propietario (o "propietario del proyecto") de la planta y negocia todos los acuerdos contractuales con otras partes interesadas. En el caso del financiamiento sin recurso, su flujo de caja es la única fuente de pago de la deuda.

- **Desarrollador de proyecto:** El desarrollador es responsable del desarrollo del proyecto "greenfield" de la planta de energía solar fotovoltaica o de las carteras de plantas de energía solar fotovoltaica de gran tamaño. Durante el desarrollo del proyecto, interactúa con todos los actores para garantizar un resultado exitoso. Por lo general, después del inicio de la operación, el desarrollador ya no participa en el proyecto.

Propietario de derechos de proyecto desde pre-inversión hasta su pactada desvinculación.

Objetivo: Vincular los stakeholders de proyecto, crear el marco propicio para su desarrollo.

- **Prestador:** El prestamista puede ser una entidad pública o privada y es responsable del préstamo requerido. Las últimas tendencias muestran un apalancamiento típico (relación entre las partes de capital y deuda) de cerca de 20:80, lo que significa que el 80% de la inversión total proviene del prestamista. Dependiendo del modelo financiero, los períodos habituales de recuperación de la inversión (sin refinanciación) oscilan entre 12 y 18 años para una vida útil operativa de la planta de 25 años.

Objetivo: inversión de capital

- **Empresa de servicios públicos: (CMMESA)** La empresa de servicios públicos es el operador de la red local o nacional que posee la subestación y las líneas de transmisión o distribución en el punto donde se conecta la planta de energía solar fotovoltaica para inyectar la electricidad generada. En países donde la transmisión y distribución no están bajo la responsabilidad de la empresa de servicios públicos, los operadores de transmisión y distribución también pueden estar involucrados en esto.
Power purchase agreement o Contrato PPA
Involucramiento durante toda la vida del proyecto.

Objetivo: compra de electricidad

- **Contratista EPC:** Engineering, Procurement and Construction (EPC) representa la empresa contratada que estará a cargo de la construcción del parque solar fotovoltaico, que incluye principalmente ingeniería, diseño, adquisición, provisión de seguridad, instalación, prueba y puesta en marcha de la planta de energía solar fotovoltaica de acuerdo con el contrato EPC. Este contratista es el único punto de contacto para cualquier problema relacionado con la construcción. Este contrato incluye los deberes y los cargos contra los servicios del contratista. Asigna también el riesgo de construcción al contratista EPC, que luego interactúa con las partes interesadas del proyecto (prestamistas, contratantes, compañía de seguros, desarrollador, etc.).

La finalización de las garantías de este tipo de contrato es generalmente 2 años después de la aceptación provisional.

Objetivo: Construcción de la planta.

- **Contratista de O&M:** La compañía de servicios sería, en el mejor de los casos, aquella empresa capaz de proveer de los operadores necesarios para que el parque funcione correctamente. Es la parte que se encarga de la planta de energía solar fotovoltaica durante la fase de operación que

comienza formalmente al final del período de garantía, que finaliza con la recepción del Certificado de aceptación final (FAC). Durante el período entre la Aceptación Provisional y la Aceptación Final, donde ambas partes son responsables del buen funcionamiento y la rectificación inmediata de cualquier mal funcionamiento de la planta, el operador de O&M interactúa estrechamente con el contratista de EPC. En algunos casos, el contratista EPC también desempeña el papel del operador de O&M.

Involucramiento desde la aceptación provisional hasta el final de la operación.

Objetivo: Operación de la planta.

- **Manager o Administración:** El mánager es responsable, en nombre del inversor y / o la empresa del proyecto, de manejar todas las etapas del desarrollo del proyecto, así como de la construcción y, en ocasiones, también las fases de operación. Este gerente interactúa con todos los demás actores que participan en el proyecto. Por lo general, el gerente viene del lado del desarrollador y, por lo tanto, estará muy familiarizado con la historia del proyecto; el gerente también intercambia información y acuerdos con otras partes.

Objetivo: gestión de la planta.

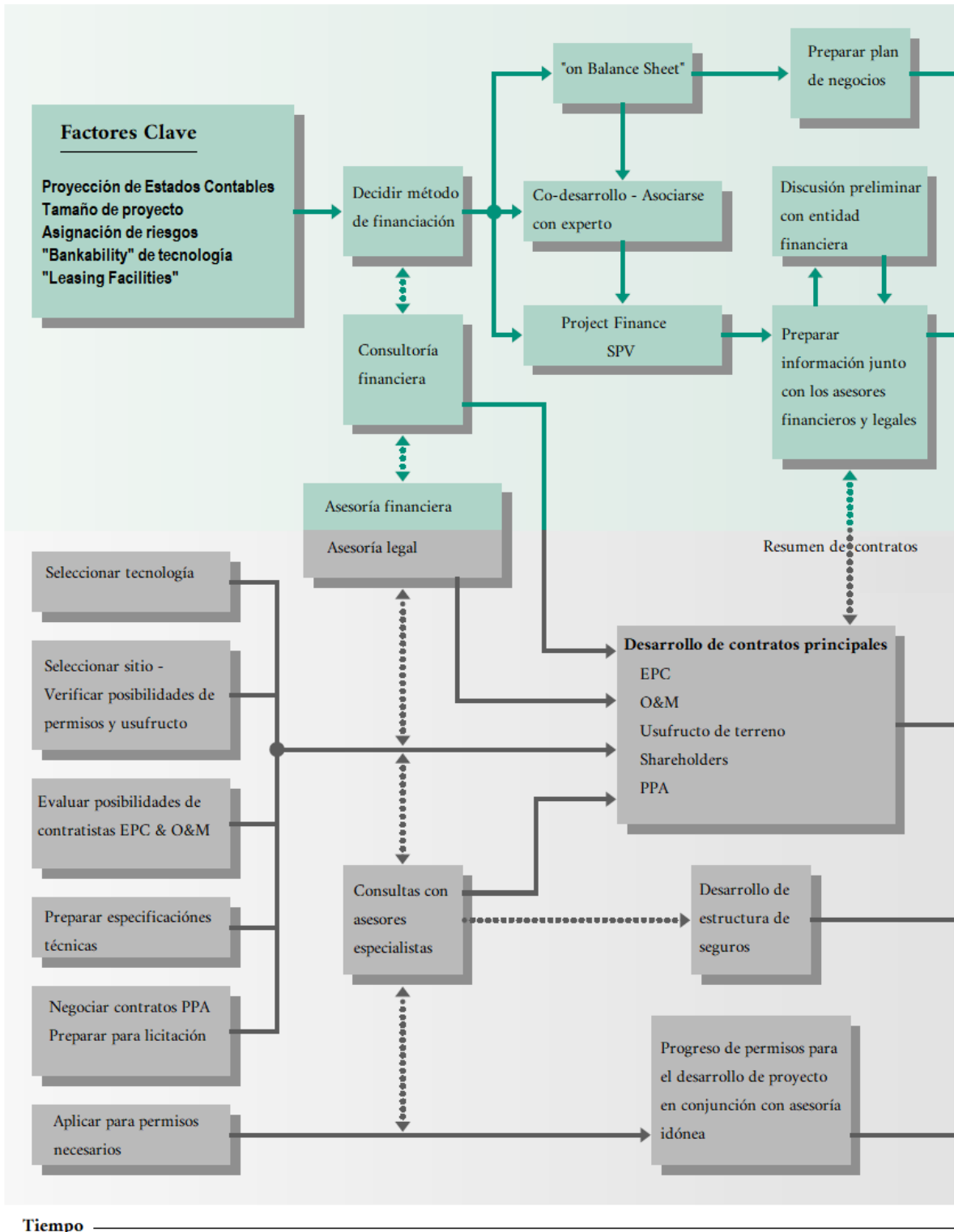
- **Compañía de seguros:** Las compañías de seguros se encargan de las políticas de la planta de energía solar fotovoltaica durante las fases de construcción y operación con respecto a cualquier evento, como daños o robo de equipos, que puedan ocurrir durante el ciclo de vida de los activos.

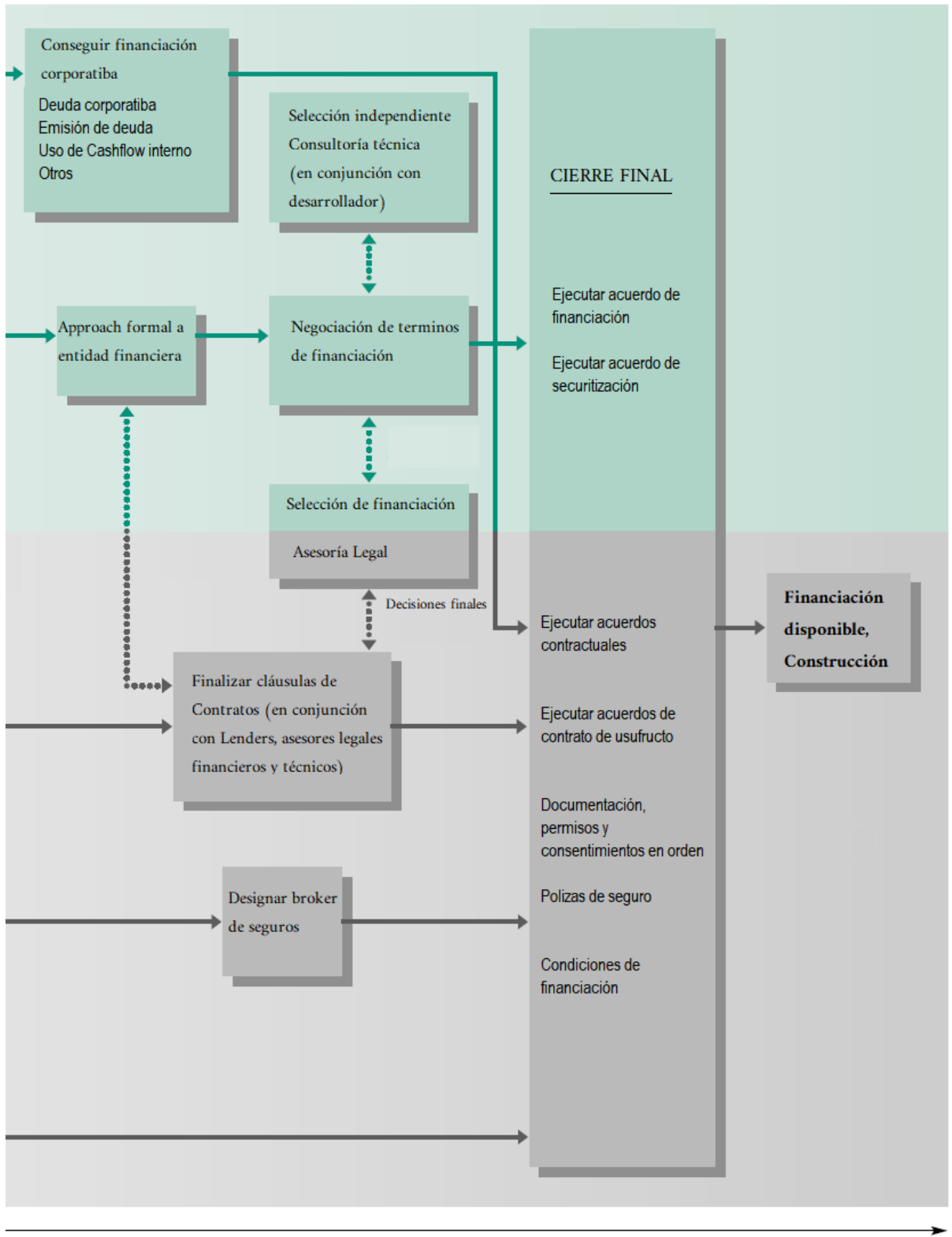
Por supuesto, se evita entrar en detalles, pero cada parte involucrada tendrá que analizar en profundidad la posibilidad de cumplir con sus responsabilidades. Para citar un claro ejemplo, polémico en la actualidad, el contratista EPC tendrá que garantizar los activos de capital con la certeza de poder reemplazarlos en un futuro en caso de fallar. *Existen dudas de especialistas respecto de las empresas productoras*

de paneles solares sean capaces de hacer honor a sus garantías. Ya que se ha ampliado la gama de productos ofertados, aumentando la potencia pico, a partir de cambios en configuración de sus módulos dentro del panel. Lo cual generaría ineficiencias de adaptación de la manufactura, o caso contrario peligro de discontinuación de producto (y por lo tanto incapacidad de cumplir la garantía).

Se necesitarán, sin lugar a duda, un equipo de trabajo conjunto con asesores legales, técnicos y financieros para el armado del proyecto.

Se expone un resumen de una serie de actividades de deben seguirse detenidamente por el desarrollador de un proyecto de energía solar fotovoltaica. El mismo está en función del tiempo, y se ha elaborado con la intención de ilustrarle al lector lo que sería similar al EDT de proyecto. De esta forma se entiende la necesidad de un equipo de trabajo y sin lugar a duda un desarrollador con experiencia para evitar “delays” que provocarían una serie de costos.





El trabajo del desarrollador consiste en coordinar esta serie de tareas y pasos para la consecución de la financiación, y realización del proyecto. Como se ilustró anteriormente existe una multiplicidad de variables en consideración de las cuales se desprenden costos de asesoría que, si bien no son relevantes en relación con la envergadura del proyecto en sí, si el proyecto no se lleva a cabo se transformarían en pérdidas para el grupo familiar propietario de las tierras.

Además, se requerirá de una securitización de los activos, que es en otras palabras, una estructura de seguridad para el pago de los acreedores del proyecto.

3.3.2. Sobre Project Finance: ¿Como se financian los proyectos de Energía solar?

Tal como se planteó en la introducción el mercado de la generación de energía solar fotovoltaica tiene características especiales que requieren de una estructura de proyecto específica.

Requerimientos técnicos especiales; fuerte inversión de capital; una industria joven con falta de experiencia; la necesidad de la intervención del Estado; un período de recuperación de capital de entre 12 y 18 años con la necesidad absoluta de un marco regulatorio propicio; todas características que complejizan el desarrollo de estos proyectos y generan incertidumbre. La incertidumbre es traducida como riesgo, y el riesgo claramente se ve reflejado en el costo de capital, lo cual desincentiva cualquier inversor.

Sin embargo, existe una modalidad de proyecto se especializa en mitigar el riesgo intentando asignar los riesgos de manera más eficiente en las distintas partes involucradas. Estamos hablando de “Project Finance”.

La mayoría de los autores están de acuerdo en definir la “Project Finance” como un método de financiación que, como prioridad, no depende de la solidez y solvencia de los patrocinadores, es decir, las partes que proponen la idea de negocio para lanzar el proyecto. La aprobación ni siquiera depende del valor de los activos que los patrocinadores están dispuestos a poner a disposición de los financiadores como garantía. En cambio, depende básicamente de la capacidad del flujo de

fondos del proyecto para pagar la deuda contraída y remunerar el capital invertido a una tasa consistente con el grado de riesgo inherente a la empresa en cuestión.

“Project Finance” consiste en una modalidad de financiación de proyectos empresariales fuera de balance. De esta manera si el mismo no se desarrolla satisfactoriamente, la empresa no responde frente a los acreedores (banco/s que han prestado –financiado- el proyecto). Es un financiamiento estructurado basado en una entidad económica específica, o en adelante “SPV” (Special-purpose vehicle), o vehículo de propósito especial, también conocido como la compañía del proyecto, por la cual se consigue que el/los prestamista/s consideren los flujos de efectivo futuros como el principal recurso de reembolso de los préstamos, mientras que los activos representan solo garantías.

Para mejor comprensión del lector se listan algunos elementos distintivos de “Project finance”:

- Financiación de un proyecto de inversión definido, concreto y canalizado a través de una sociedad SPV. La cuál tendrá como propósito único y exclusivo el desarrollo del proyecto a financiar. En su activo, sólo existirán recursos propios aportados y retenidos más la financiación obtenida.
- Generalmente, los bancos prestamistas controlan las cuentas que reciben los flujos de caja.
- Los beneficios generados son las fuentes de fondos para el repago. Los activos del proyecto constituyen la garantía adicional del capital prestado.
- Los flujos que generará el proyecto deben ser estables y predecibles con cierto margen de seguridad.
- El proyecto debe garantizar viabilidad financiera, medioambiental, jurídica y tecnológica. Por consiguiente, es imprescindible una detallada evaluación económica, técnica, jurídica y medioambiental que garantice la viabilidad de la inversión que se va a realizar.

“En la actualidad, a nivel internacional, los Project Finance relacionados con la energía (petróleo, electricidad y gas) suponen alrededor del 35 % del total financiado por este método, mientras que las infraestructuras de transporte canalizan un 25 % adicional.” (Canovas)

“Este tipo de financiamiento solo puede aplicarse a proyectos que generan flujos de efectivo previsible, entonces estos flujos de efectivo generados se convierten en la única garantía del financiamiento” (Ramón Cidón, 2016).

3.3.3. “La estructura de seguridad”

En un financiamiento de proyecto de recurso limitado (otra denominación de la modalidad Project Finance a través de una SPV), los prestamistas no pueden confiar en el balance del patrocinador para el reembolso, sino en el proyecto para generar un flujo de efectivo estable y predecible necesario para garantizar el reembolso de sus préstamos. Para que los prestamistas puedan estar seguros de que tienen el efectivo del proyecto dedicado a pagar sus préstamos, los prestamistas utilizarán “Securities”. La securización de los activos y contratos del proyecto les da a los prestamistas la capacidad de controlar el efectivo del proyecto e incluso intervenir y operar el proyecto en situaciones adversas (por ejemplo, donde el proyecto está en incumplimiento y no paga su deuda). Las formas más comunes de tomar seguridad, o colateral, son:

- Asignación de derechos prioritarios al flujo de caja del proyecto.
- Hipoteca / cargo fijo y flotante sobre los activos físicos
- Asignación de los contratos del proyecto.
- Compromisos contractuales
- Compromisos de los accionistas
- Seguros

Hay que tener en cuenta que, si bien los prestamistas tomarán la seguridad de los activos del proyecto, el flujo de efectivo del proyecto se considera la principal fuente de reembolso de la deuda del proyecto, no la venta de activos.

Generalmente, a la estructura contractual se le distinguen 2 fases:

- La “Etapa de Construcción o desarrollo”
- “Etapa de operación”

Si bien la obtención del financiamiento se obtendrá típicamente en la etapa de construcción (por una cuestión cronológica evidente ya que se necesita de él para

la construcción del parque), las obligaciones respecto de la deuda (capital e intereses) serán exigibles a partir de la puesta en marcha del parque, es decir, de la etapa de operación.

Por lo tanto, la etapa de construcción representa un mayor riesgo para la entidad emisora del préstamo (ya que corre el riesgo de que el proyecto nunca llegue a concretarse o no se cumplan las condiciones técnicas previstas). Esta es la razón por la cual, durante esta etapa, se garantiza el préstamo a través de un sponsor. De otro modo, el prestamista quedaría expuesto enteramente a los riesgos de la construcción sin ninguna garantía sustancial que la respalde. Ya que, si bien la financista tendría derecho sobre los activos del parque, éstos carecerían de valor si no fuesen capaces de generar energía y esto sucederá sí y solo sí la sociedad vehículo cumple con todos los permisos (regulatorios y ambientales), especificaciones técnicas y demás para generar un flujo de efectivo sostenible para afrontar el repago de las deudas en tiempo y forma.

El hito que separa una fase de la otra es la “fecha de habilitación comercial” o como es llamada en la literatura anglosajona “Commercial Operation Date (COD).

En el Programa RenovAr se define el hito de diferenciación entre etapas a partir de que CAMMESA comienza a adquirir la energía producida por el parque.

En Project finance, este hito es llamado “completion date” o “fecha de finalización”. Representa un concepto técnico financiero y regulatorio junto con “technical completion” (que hace referencia a la construcción satisfactoria respetando las condiciones); la “regulatory completion” (habilitación comercial del proyecto por la autoridad relevante; y por último, “Financial completion” (al firmar y cerrar todos los documentos y contratos de la financiación, incluyendo el paquete de garantías.

Para la liberación del sponsor, en general no es suficiente que el parque esté en funcionamiento, sino también que cumpla con los parámetros de eficiencia acordados contractualmente, más el resto de las condiciones para preservar el medio ambiente, entre otras.

Debido a una serie de escándalos corporativos en diferentes partes del mundo, se ha aumentado la presión por una gestión ética, el escrutinio regulatorio, los

sensores de riesgos reputacionales y las consideraciones medioambientales, sociales y de gobierno corporativo (ESG, por sus iniciales en inglés). Por lo que ya hace tiempo, para créditos multilaterales se suele requerir el cumplimiento de principios, por ejemplo, los 10 principios de Ecuador nombrados a continuación:

1. Revisión y categorización.
2. Evaluación ambiental y social.
3. Normas ambientales y sociales aplicables.
4. Sistema de gestión ambiental y social y plan de acción de los Principios del Ecuador.
5. Participación de los grupos de interés.
6. Mecanismos de quejas.
7. Revisión independiente.
8. Compromisos contractuales.
9. Seguimiento independiente y reporte.
10. Presentación de informes y transparencia.

3.3.4. Garantías

De lo expuesto previamente, se deriva que luego de la “Completion Date”, la entidad financiera solo podría exigir los derechos sobre la deuda sobre las garantías que le han sido otorgadas en el proyecto. Esto se traduce en el otorgamiento de hipotecas, prendas y prendas con registro sobre todos los activos físicos del proyecto y las acciones de la sociedad que lo desarrolle con su flujo de caja. Teniendo la posibilidad incluso, de tomar el control sobre el proyecto a fin de enajenarlo en marcha y obtener el mayor monto posible para recuperar el préstamo.

Sin embargo, la cesión del flujo de fondos de proyecto se realiza generalmente a modo de una cesión fiduciaria con fines de garantía. Estos derechos contractuales y derechos a las cobranzas del vehículo societario titular del proyecto se ceden a un fideicomiso administrado por un fiduciario. Por lo tanto, las cobranzas cedidas se adjudicarían a una cuenta fiduciaria a partir de la cual se establece un sistema de cuentas sujetas a un orden de prioridad, llamado sistema de cascada (cash

waterfall). Este sistema asegura que cada entrada y salida de fondos ocurra y se distribuya entre y desde las diversas cuentas del fideicomiso de garantía, cada una de ellas afectada a una finalidad distinta, sujeta a un orden de prioridad, y en ciertos casos, a una serie de condiciones necesarias para su activación. Esta asignación suele tener el siguiente orden jerárquico:

1. Gastos del fideicomiso;
2. Pago de costos operativos del proyecto, incluyendo impuestos;
3. Devolución del préstamo: pago de gastos, comisiones, intereses y reembolso de capital;
4. Devolución de préstamos subordinados con terceros;
5. Reservas; y
6. Pago de ganancias a los accionistas del vehículo.

El orden de prioridad sigue un principio lógico por necesidad e importancia. Ya que si los gastos del fideicomiso y gastos operativos (incluyendo impuestos) no son cubiertos, el parque no podría seguir operando y por lo tanto anula su capacidad de repago. Siguiendo en orden de importancia con las categorías restantes, priorizando los servicios de deuda primarios y secundarios.

Por lo general se agrega también una cuenta de reserva, llamada en Project Finance “Debt Service Reserve Account” DSRA. La misma se generalmente se mantiene con un saldo equivalente a 6 meses del servicio de deuda correspondiente al proyecto.

4. En San Juan, Argentina

En el inciso anterior, se da un resumen de la estructura general de un proyecto de energía solar en países desarrollados donde la estructura económica y la profesionalización de las industrias involucradas superan las de nuestro país.

Sin embargo, ante la urgencia de la situación de sustentabilidad energética mundial, sumado al potencial que tiene Argentina en irradiación solar, se ha logrado

alentar al desarrollo de parques solares.

Un ejemplo de éxito para usar como caso de estudio fue llevado a cabo por la empresa 360 Energy, quienes lograron 5 proyectos adjudicados bajo la ronda 1.5 del programa RenovAr 2016. Entre ellos, para usar de referencia se destaca particularmente el conjunto de Parque Solares Fotovoltaicos Ullum, San Juan.

“360 Energy fue responsable de su construcción y montaje (full EPC) y de su operación hasta el 7 de junio de 2019”. (Cita de su [página web](#)).



Se ilustra a continuación el cronograma de actividades hasta su fecha de operación comercial de los Parques de Ullum con sus correspondientes hitos.



Gracias a este caso exitoso, estamos en condiciones de analizar con base empírica las etapas y tiempos involucrados desde el comienzo de desarrollo hasta la operación comercial.

5. Sobre la oportunidad para el grupo familiar

El grupo familiar posee una ventaja competitiva básica pero indiscutible: es

propietaria de un terreno que no solo cumple con todos los requerimientos necesarios, sino que también tiene el mínimo costo de conexión al SADI (por encontrarse la estación transformadora Bauchazeta en una parcela de la misma propiedad). Teniendo en cuenta que los costos de transmisión de energía eléctrica (hasta la transformadora), son de 100.000 U\$/km aproximadamente. Además, el campo no tiene costo de oportunidad alguno.

La oportunidad para el grupo no consiste en llevar a cabo el proyecto parque solar. Sino desarrollarlo con un equipo de especialistas siguiendo la misma estructura de financiamiento. En otras palabras, plantear las bases para el desarrollarlo, consiguiendo las habilitaciones, análisis de factibilidad, proyecciones de generación, y vinculando las partes interesadas para luego vender los derechos de proyectos a quién fuese capaz de llevarlo a cabo.

De la mano del Ingeniero Lucas Estrada, inspector del Área Solar en Energía Provincial Sociedad del Estado "EPSE", se procede a preparar la información necesaria para presentar a los desarrolladores dispuestos a adquirir el proyecto en su etapa de desarrollo. Según su experiencia, el precio de venta de estos proyectos es alrededor del 3% de inversión correspondiente a llevarlo a cabo.

Además, comenta que uno de los primeros desafíos que estos proyectos enfrentan se encuentran en su predesarrollo: la búsqueda del terreno propicio y la negociación con los propietarios. El desafío consta de que no existe forma de iniciar el desarrollo de proyecto sin tener contratos de usufructos de la propiedad ideal, ya que las habilitaciones y proyecciones estarían adjudicadas a la misma. Pero ningún propietario cederá sus derechos sin contraprestación alguna, y cederlos por 20 25 años aún menos. Por lo que el primer desafío de todo desarrollador es encontrar y reservar la propiedad para empezar a reunir la documentación correspondiente. Lo que en nuestra situación de análisis no sucede.

A partir de la consultoría del ingeniero Estrada, se presentan a continuación, la documentación imprescindible para la venta de proyecto:

- Contrato de usufructo o título de propiedad
- Estudio Impacto ambiental: U\$ 5.000

- Ingreso al Mercado Eléctrico Mayorista:
 - Estudios tapa 1 U\$ 10.000
 - Proyecto ejecutivo U\$ 3.000
 - Creación de Sociedad para Fín específico (SPV) U\$ 500

La consecución de esta documentación primaria demora aproximadamente 6 meses y podría ser suficiente nivel de avanzado para la venta del proyecto.

Para la negociación de venta de este tipo de proyectos, se necesita una aproximación del Cash Flow proyectado, el cual se presenta a continuación.

Según la investigación realizada por el alumno, para la real evaluación de este tipo de proyectos, es decir, para aquellas corporaciones, o grupo de inversores que adquieren estos proyectos, se implementan modelizaciones financieras mucho más profundas. En ellas, se incluye el uso de “machine learning” para procesar múltiples escenarios y múltiples variables y así minimizar el error en la predicción.

Sin embargo, según la asesoría de profesionales involucrados en el desarrollo exitoso de los parques realizados en la región de cuyo, la siguiente proyección de Cash Flow suele ser suficiente para entablar las negociaciones a priori.

5.1. Generación de ingresos proyectada anual del parque fotovoltaico

Como se ha venido mencionando, la financiación más usada para proyectos de esta envergadura depende de un Cash Flow proyectado estable y en cierta medida garantizado. Sumado, por supuesto, a las condiciones climatológicas necesarias para la producción fotovoltaica.

El estudio de factibilidad en la provincia de San Juan, proyectado con percentiles p50, p75, p90 y p99 arroja la siguiente predicción de generación de energía. Para aplicar este análisis estadístico se estudia la evolución histórica de irradiación solar en la zona, aplicando una distribución normal centrada en la media y

calculando su desvío estándar y correspondientes percentiles. Luego, se calcula la proyección de generación eléctrica en mega watts hora a partir de la multiplicación entre la potencia pico instalada del parque (57 MW) y la cantidad

de horas en las que el parque produce energía fotovoltaica. Para los años proyectados:

AÑO CALENDARIO		2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Generación [MWh]	P50	121.928,38	121.034,74	120.141,10	119.247,46	118.353,82	117.317,20	116.566,54	115.672,90	114.779,25	113.885,61
Generación [MWh]	P75	115.601,40	114.743,51	113.885,61	113.027,72	112.134,08	111.276,18	110.418,29	109.560,39	108.666,75	107.808,85
Generación [MWh]	P90	109.917,85	109.095,70	108.237,80	107.415,65	106.557,76	105.699,86	104.877,71	104.019,82	103.161,92	102.339,77
Generación [MWh]	P99	100.123,54	99.337,14	98.514,99	97.728,58	96.942,18	96.155,78	95.333,63	94.511,48	93.725,07	92.902,92

AÑO CALENDARIO		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Generación [MWh]	P50	130.006,90	129.113,26	128.219,62	127.290,23	126.396,59	125.502,95	124.609,31	123.715,67	122.822,02
Generación [MWh]	P75	123.322,46	122.464,57	121.606,67	120.784,52	119.926,63	119.068,73	118.210,84	120.891,76	116.459,30
Generación [MWh]	P90	117.317,20	116.530,79	115.708,64	114.886,49	114.064,34	113.242,19	112.420,04	111.562,15	110.740,00
Generación [MWh]	P99	107.022,45	106.271,79	105.521,13	104.734,73	103.984,07	103.233,41	102.447,01	101.660,60	100.909,95

Luego, para proyectar el flujo de fondos que el parque generaría, se multiplica el precio adjudicado de compra en PPA (en nuestro caso utilizamos el precio adjudicado de U\$/MWhp 50) por la generación MWh generada en nuestros 4 escenarios planteados.

Además, se deben multiplicar los 4 escenarios por el factor de ajuste y factor de incentivos promovidos por el gobierno en un plan RenovAr 2. La tabla aplicada durante los años siguientes se presenta a continuación:

ANEXO B	
Año de Producción	Precio Anual
1	1,0171
2	1,0344
3	1,0521
4	1,0701
5	1,0883
6	1,1069
7	1,1258
8	1,145
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	1,403

ANEXO C	
Año Calendario	Factor de Incentivo
2019	1,2
2020	1,15
2021	1,15
2022	1,15
2023	1,15
2024	1,1
2025	1,1
2026	1,1
2027	1,05
2028	1,05
2029	1,05
2030	1
2031	1
2032	1
2033	1
2034	1
2035	0,9
2036	0,9
2037	0,9
2038	0,8
2039	0,8
2040	0,8

Con lo cual, aplicando los factores, generamos 4 escenarios con distinto nivel de seguridad.

AÑO	FLUJO P50 U\$D	FLUJO P75 U\$D	FLUJO P90 U\$D	FLUJO P99 U\$D
2019	0	0	0	0
2020	\$ 7.655.489	\$ 7.262.471	\$ 6.909.173	\$ 6.300.831
2021	\$ 7.732.550	\$ 7.334.973	\$ 6.977.792	\$ 6.365.481
2022	\$ 7.810.803	\$ 7.408.586	\$ 7.049.618	\$ 6.428.992
2023	\$ 7.546.430	\$ 7.157.222	\$ 6.810.090	\$ 6.210.499
2024	\$ 7.619.148	\$ 7.229.739	\$ 6.876.703	\$ 6.269.054
2025	\$ 7.694.961	\$ 7.301.073	\$ 6.944.180	\$ 6.330.498
2026	\$ 7.417.789	\$ 7.037.498	\$ 6.693.123	\$ 6.101.559
2027	\$ 7.490.577	\$ 7.105.949	\$ 6.757.850	\$ 6.158.346
2028	\$ 7.564.161	\$ 7.391.504	\$ 6.821.077	\$ 6.215.682
2029	\$ 7.274.134	\$ 6.897.302	\$ 6.558.576	\$ 5.976.392
2030	\$ 7.344.356	\$ 6.963.251	\$ 6.620.902	\$ 6.030.942
2031	\$ 7.415.193	\$ 7.029.761	\$ 6.683.748	\$ 6.085.890
2032	\$ 7.485.992	\$ 7.096.213	\$ 6.744.297	\$ 6.138.469
2033	\$ 7.557.308	\$ 7.163.132	\$ 6.807.467	\$ 6.193.549
2034	\$ 6.865.646	\$ 6.504.842	\$ 6.181.362	\$ 5.623.567
2035	\$ 6.921.656	\$ 6.565.239	\$ 6.236.239	\$ 5.673.143
2036	\$ 6.994.866	\$ 6.625.925	\$ 6.293.449	\$ 5.720.733
2037	\$ 6.275.486	\$ 5.943.870	\$ 5.643.283	\$ 5.127.437
2038	\$ 6.333.060	\$ 5.995.797	\$ 5.692.062	\$ 5.171.375
2039	\$ 6.391.261	\$ 6.050.233	\$ 5.743.308	\$ 5.213.712

5.2. Flujo de fondos proyectados del parque

Como se mencionó anteriormente, para una mejor proyección del flujo de fondos de un parque, se suelen programar modelos financieros más complejos donde se añaden los datos derivados de los estudios técnicos (ej factibilidad, heliofanía, factor eficiencia, tecnología), expectativas financieras e hitos, para procesar bajo determinados escenarios, determinados bajo ciertas asunciones.

Estos modelos son básicamente Ad-Hoc debido a la cantidad de inputs técnicos a tener en cuenta, sumado a todas las especificaciones de responsabilidades que derivan de las negociaciones contractuales entre las partes, que influyen en el análisis los costos.

De todas formas, se presenta, a modo de simplificación, el flujo de fondos proyectado del parque.

AÑO CALENDARIO	2019	2020	2021	2022	2023	2024
AÑO PROYECTO	0	1	2	3	4	5
Inversiones	-\$ 46.740.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Ingresos por venta de energía	\$ -	\$ 6.909.173	\$ 6.977.792	\$ 7.049.618	\$ 6.810.090	\$ 6.876.703
Total de Ingresos	\$ -	\$ 6.909.173	\$ 6.977.792	\$ 7.049.618	\$ 6.810.090	\$ 6.876.703
Costos O&M	0.01 per WP	-\$ 570.000	-\$ 570.000	-\$ 570.000	-\$ 570.000	-\$ 570.000
Costos Adm.	0.005 de ingresos	-\$ 34.546	-\$ 34.889	-\$ 35.248	-\$ 34.050	-\$ 34.384
Costos Operativos Totales	-\$ 11.180	-\$ -\$604.546	-\$ 604.889	-\$605.248	-\$604.050	-\$604.384
EBITDA	-\$ 11.180	\$6.304.627	\$ 6.372.903	\$6.444.370	\$6.206.040	\$6.272.320
Otras deducciones						
EBIT	-\$ 11.180	\$ 3.967.627	\$ 4.035.903	\$ 4.107.370	\$3.869.040	\$3.935.320
Impuestos y tasas						
Impuesto a las Ganancias	\$3.912	-\$1.388.669	-\$1.412.566	-\$1.437.579	-\$1.354.164	-\$1.377.362
IIBB (EXENTO LEY 1705-A)		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Total Impuestos y Tasas		-\$1.388.669	-\$1.412.566	-\$1.437.579	-\$1.354.164	-\$1.377.362
Free Cash Flow	-\$ 46.740.000	\$4.915.959	\$4.960.337	\$5.006.790	\$4.851.876	\$4.894.958

Se expone el free Cash Flow proyectado durante todo el período de análisis.

Durante el cuál el contrato PPA asegura la compra, y garantiza el precio ofertado.

AÑO	FF	Acumulado
2019	-\$46.740.000,00	-\$ 46.740.000
2020	\$4.915.958,55	-\$

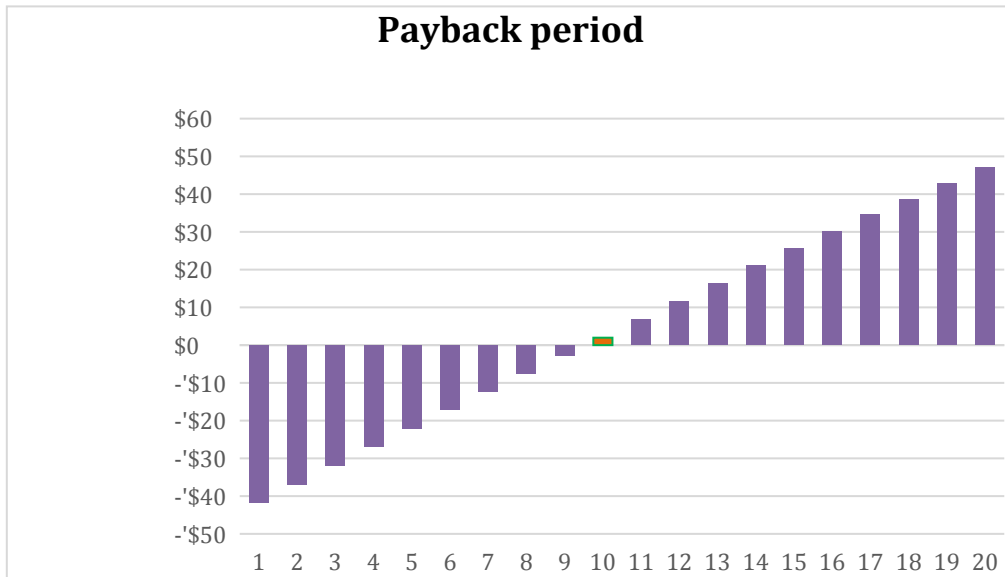
		41.824.041
		-\$
2021	\$4.960.337,08	36.863.704
		-\$
2022	\$5.006.790,20	31.856.914
		-\$
2023	\$4.851.875,68	27.005.038
		-\$
2024	\$4.894.957,86	22.110.081
		-\$
2025	\$4.938.598,49	17.171.482
		-\$
2026	\$4.776.227,40	12.395.255
2027	\$4.818.089,37	-\$ 7.577.165
2028	\$4.858.981,57	-\$ 2.718.184
2029	\$4.689.209,26	\$ 1.971.025
2030	\$4.729.518,08	\$ 6.700.544
2031	\$4.770.163,98	\$ 11.470.708
2032	\$4.809.324,39	\$ 16.280.032
2033	\$4.850.179,28	\$ 21.130.211
2034	\$4.445.246,02	\$ 25.575.457
2035	\$4.480.737,58	\$ 30.056.195
2036	\$4.517.738,35	\$ 34.573.933
2037	\$4.097.243,35	\$ 38.671.176
2038	\$4.128.791,21	\$ 42.799.968
2039	\$4.161.934,44	\$ 46.961.902

Tir 8,06%

De esta forma se le concede la posibilidad al desarrollador del proyecto para estimar su flujo de fondos de manera ad-hoc, proveyendo el valor del proyecto libre de financiación.

Se presenta la Tasa Interna de Retorno del proyecto, la cuál indica a cualquier interesado en ser adquirente del proyecto, que debería obtener una tasa de financiación por debajo de la TIR.

Otro indicador que suele brindarse es el período de recupero de la inversión. (Payback Period). El ilustra el tiempo necesario para recuperar la inversión a través de los ingresos generados por la misma.



Payback period = 10.8 años

5.3. ¿Cuál es la ganancia de los intermediarios desarrolladores de proyectos de energía solar?

Los fondos de inversión o las empresas energéticas que finalmente explotarán las plantas fotovoltaicas pueden entrar en el proyecto en diferentes momentos de su desarrollo comprando la sociedad instrumental creada para impulsarlo. Pueden pues comprar esa sociedad cuando sólo se han obtenido los permisos y autorizaciones públicas (solicitud de conexión y acceso a la red de distribución o transporte; presentación de avales; autorización administrativa de desarrollo...) o hacerlo cuando ya está incluso la planta construida.

Son muchas las empresas que se dedican a diseñar proyectos y obtener los permisos administrativos necesarios para luego revender el proyecto. En el sector se les conoce comúnmente como epecistas, por las siglas en inglés EPC (Engineering, Procurement, Construction), porque realizan las labores de ingeniería, el desarrollo del proyecto y en algunos casos también la construcción del mismo.

En España, según varias fuentes empresariales, algunas de estas empresas están pidiendo por la reventa de proyectos ya con todos los permisos concedidos entre

100.000 y 120.000 euros por megavatio, cuando los precios habituales –dependiendo de la ubicación y las características del proyecto- se sitúan entre los 50.000 y los 60.000 euros por MW. Con los precios que se están pidiendo son escasas las posibilidades de que esas plantas no sean deficitarias en el futuro. Hay quien trata de aprovecharse de la urgencia de algunas compañías por comprar para disparar el precio”, apunta un directivo del sector de las renovables. “La única explicación para que alguien esté dispuesto a pagar un plus es que trate de evitar que le ejecuten los avales presentados para la subasta.

En nuestro caso, en Argentina, el mercado es muy inmaduro para poder determinar formalmente cual es el precio “justo” a percibir por estas empresas intermediarias desarrolladoras de proyecto, depende del poder de negociación de las mismas y de la tasa de financiación que el grupo inversor adquisidor del mismo pueda conseguir.

Sin embargo, según la experiencia del Ingeniero Lucas Estrada, los precios de venta con un nivel de acabado similar al que se podría percibir por la venta ronda el 3% de la inversión requerida.

Por lo tanto, aplicado a nuestra simulación de proyecto, el precio de venta rondaría los U\$ 1.402.200.

A continuación, se da otra motivación de por qué grupos inversores invierten en este tipo de proyectos.

5.4. Bonos de Carbono: un beneficio económico adicional para invertir en renovables

El inicio de los Bonos de Carbono se remite al año 1997, en Japón, durante la “Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático” donde las naciones del mundo acordaron disminuir las emisiones de CO₂. Luego en 2001, Alemania, 191 países ratificaron el protocolo a seguir (una gran lamentable excepción fue Estados Unidos).

A partir del “Kioto Protocol Reference Manual”, se formaron por primera vez la idea de sistemas “Cap-and-trade”. Donde se define que las partes involucradas (industrias emisoras de grandes cantidades de CO₂), podrían añadir y sustraer, bajo los mecanismos establecidos en el tratado, comprando o vendiendo “bonos de Carbono”. Estos mecanismos dieron la flexibilidad (y motivación) a las partes para alcanzar sus compromisos de reducción de emisiones de carbono.

Luego en 2015 a partir del Acuerdo de París un conjunto políticas a implementar a partir del 2020 en adelante fueron discutidas, donde países en vías de desarrollo también se incluyeron en la posición de unirse a los esfuerzos planteando objetivos de reducción de emisiones.

De acuerdo con el Banco Mundial, la el pricing de CO₂ se basaría de dos fuentes: Sistema de Comercio de Emisiones (STC por sus siglas en inglés) e Impuestos por emisiones. El primero hace referencia al ya mencionado sistema “Cap-and-trade”, alocando “techos” de carbono y otras emisiones GHG (Green House Gases). El sistema funciona donde estos “techos” designados a las partes involucradas deberían ir reduciéndose año a año, y donde las industrias con baja emisión pueden vender permisos de emisión para aquellos que no consiguieron emitir menos de lo que les fue permitido. Creando de esta forma una oferta y demanda del “Carbon Market”.

Por otra parte, impuestos a la emisión de CO₂, como el segundo mecanismo para la consecución de los objetivos, ha sido impuesto directamente como una alícuota a emisiones de GHG. En contraposición con el otro mecanismo, la reducción de emisiones no es predefinida por las autoridades. Pero también bajo esta modalidad existen otras formas indirectas de contribuir a la causa, mediante la imposición de

impuestos a combustibles fósiles y sus subsidiarias, y o políticas tarifarias benévolas y esquemas crediticios para fuentes de energía renovable.

Centrándonos nuevamente en los Bonos de Carbono, bajo este esquema se definen los llamados “Carbon Credits”, que representan el derecho a emitir una cierta cantidad de GHG. Este crédito es una certificación reconocida internacionalmente donde el tenedor del bono puede certificar el excedente y venderlo en el comúnmente referido como “Cap-and-trade Market”.

Este mercado está regulado por los respectivos gobiernos y organizaciones internacionales responsables de definir los permisos de emisión de GHG que pueden ser emitidos anualmente.

Según el “World Economic Forum”, el número de permisos en el mercado es limitado, considerando que la sumatoria de los permisos está asignada con miras a la consecución de la reducción objetivo. Estos son adquiridos bajo licitación o alocadas a entidades de manera gratuita. Con el tiempo, se reducirían los permisos intentando presionar a las industrias a invertir en alternativas renovables para suplir su producción.

Alternativa Offset

Como se ilustró al lector, “Carbon Credits” pueden ser asumidos como un activo cuando la compañía es capaz de desempeñar sus actividades debajo del límite impuesto, y en caso contrario se vería obligada a comprar en el mercado el derecho a emisión por el excedente. Pero también existe la opción de compensaciones de carbono llamadas “Carbon Offset”. Definido como “Una compensación de carbono es una reducción en las emisiones de dióxido de carbono o gases de efecto invernadero hecha para compensar una emisión efectuada en otro lugar” (Goodward, Jenna, Agosto 2010 “Bottom Line on Offsets”).

Los clásicos ejemplos de Carbon Offset son reforestación de bosques o proyectos de energía solar o eólica.

De esta forma se pueden combinar Carbon Credits y Offset credits como forma de pago de las obligaciones de reducción de emisiones, no necesariamente invirtiendo en el país de operación de la compañía. De esta manera, se valida la motivación de

empresas extranjeras a invertir en países como Argentina, donde el mercado de Créditos de Carbono no está regularizado aún.

Según "Markets Insider" al día de hoy el "Price Commodity" en el mercado europeo las emisiones de CO₂ (bajo el nombre de CO₂ European Emission allowances) cotizan en 24,61 EUR/CO₂tons (toneladas de emisión).

Para tener una referencia, Adidas Global Brand en su "Green Company Performance Analysis 2018" presenta 44.000 toneladas de emisiones de CO₂, que en el caso hipotético de tener un "superávit" del 20%, a precio de mercado hoy significarían EUR 223.000.

Concluyendo este pequeño apartado investigativo, los bonos de carbono junto con el resto de los beneficios orientados a orientar inversiones hacia la energía renovable, proporcionan una ayuda indispensable para lograr el atractivo suficiente a proyectos de energía renovable en países en vías de desarrollo, y por ende, al proyectos de energía solar como el que se propone en el presente trabajo.

6. Caso práctico rentas de usufructo derivadas de contratos con proyectos de energía solar fotovoltaica

Las condiciones que se presentan a continuación es información verídica de un contrato celebrado entre el grupo familiar y un desarrollador/productor, es decir, la contraparte en principio se encargaría de mantener el proyecto durante todas las etapas de ciclo, incluida la futura liquidación en caso de existir.

6.1. Resumen de cláusulas de contrato pactadas

Se otorgaron 2 años de gracia, en donde la contraparte al grupo familiar tendrá que abonar un pago reducido de U\$43/Ha en concepto de anticipo a la inversión.

Iniciada la construcción del parque, se irá aumentando el importe, incentivando a la conclusión del mismo. Se compromete a culminar con la construcción del parque en 4 años.

Al momento de estar el parque solar habilitado para producir, se pacta un importe por usufructo de la propiedad en U\$ 1.000 por Ha o 1,5% de facturación (el que sea mayor).

La contraparte gozará en todo momento del derecho de dar por terminado el contrato y retirarse de la propiedad, dando por perdido todo gasto incurrido hasta ese momento.

Se expone un resumen de la información pertinente al análisis del flujo de fondos a continuación:

Resumen contrato A

Información contractual A

Cantidad hectáreas afectadas	200
Duración contrato	20 años
Pago inicial	U\$ 43/Ha
Valor Anticipos pre-inversión	43 (U\$/Ha)
Periodicidad de Anticipos	6 meses
Cantidad anticipos	4

a partir de Construcción del parque

Año 2020 (U\$/Ha) =	60
Año 2021 (U\$/Ha) =	65
Año 2022 (U\$/Ha) =	75
Año 2023 (U\$/Ha) =	100

Con parque solar habilitado

U\$/HA= 1.000

o 1,5% de facturación (lo que sea mayor)

Para la simplificación del análisis se omiten las cláusulas del contrato que hacen referencia a penalizaciones por incumplimiento y algunos detalles que, si bien podrían afectar financieramente, no lo hacen de manera determinante. **Sin embargo, el usufructuario cuenta con el derecho de abandonar el proyecto en todo momento.**

5.5. Análisis de las rentas de usufructo

Si se quisiera valuar la proyección de rentas que se generarían por el contrato usufructo planteado, nos encontraríamos con algunas dificultades. A pesar de la simplicidad que conlleva que el flujo de fondos sea en dólares (inflación no significativa), que no precise de inversión, y a simple vista pareciera que las rentas son una certeza. El futuro es incierto y según la evolución del contexto político económico (entre otros factores influyentes), podría cambiar la tendencia de inversión en energías renovables en Argentina.

Si bien las rentas que se percibirían no estarían afectadas directamente por la devaluación de la moneda, el desarrollo de los proyectos de energía solar sí. Y, en tal caso, no se recaudarían más rentas al abandonarse el proyecto.

5.6. Flujo proyectado de rentas de usufructo

Fideicomiso transparente									
Proyección de Cash-flow Contrato A		Pre-inversión			Plazo previsto de construcción			Paquete solar en funcionamiento	
	2019-12-31	2020-12-31	2020-12-30	2021-12-30	2022-12-30	2023-12-31	2024-12-30	2025-12-30	2038-12-30
Incomes									
Pago inicial	8.600								
Anticipos	8.600	17.200	8.600						
Incentivo construcción				12.000	13.000	15.000	20.000		
Usufructo								200.000	200.000
EBIT	17.200	17.200	8.600	12.000	13.000	15.000	20.000	200.000	200.000
IG	6.020	6.020	3.010	4.200	4.550	5.250	7.000	70.000	70.000
neto	11.180	11.180	5.590	7.800	8.450	9.750	13.000	130.000	130.000

0,35

VAN: \$1.064.181,24
i: 4,62%

A simple vista, el cuadro de rentas proyectadas ilustra el caso de proyecto exitoso y las rentas proyectadas durante toda la maduración del proyecto.

Sin embargo, al existir la posibilidad de abandono de proyecto en cualquier momento, los ingresos podrían cortarse y de esa forma variar el VAN (cualquiera que sea la tasa de corte que se use).

5.7. Método de valuación de activos:

Los métodos de valoración se pueden clasificar en seis grupos¹:

PRINCIPALES METODOS DE VALORACION					
BALANCE	CUENTA DE RESULTADOS	MIXTOS (GOODWILL)	DESCUENTO DE FLUJOS	CREACION DE VALOR	OPCIONES
Valor contable	Múltiplos de:	Clásico	<i>Free cash flow</i>	EVA	Black y Scholes
Valor contable ajustado	Beneficio: PER	Unión de expertos	Cash flow acciones	Beneficio económico	Opción de invertir
Valor de liquidación	Ventas	Contables europeos	<i>Dividendos</i>	<i>Cash value added</i>	Ampliar el proyecto
Valor sustancial	Ebitda	Renta abreviada	<i>Capital cash flow</i>	CFROI	Aplazar la inversión
Activo neto real	Otros múltiplos	Otros	APV		Usos alternativos

" Métodos de valoración de Empresas" Pablo Fernández 2008 - IESE Business School - Universidad de Navarra

Se ilustran los principales métodos de valoración de activos, siendo el **descuento de flujos** la metodología que mejor se ajusta a nuestra situación.

Mediante este método se explica el valor de un negocio, proyecto, o un conjunto de activos a partir del valor presente de los flujos de fondos futuros, descontados por una tasa de descuento. Esta tasa representa los retornos demandados por todos aquellos proveedores de capital. Por esta razón, la tasa de descuento utilizada por el flujo de fondos descontado es el promedio ponderado de costo de capital (WACC por sus siglas en ingles "Weighted Average Cost of Capital").

siendo k y d patrimonio y deuda respectivamente, y así mismo, C_e & C_d el costo de capital y costo de deuda.

Sin embargo, estamos intentando valuar las rentas derivadas de contratos de usufructo retenidas por un fideicomiso de administración (también llamado fideicomiso transparente donde el fiduciario y fiduciante son la misma persona), en donde no existe ninguna financiación ni tampoco inversión.

Entonces:

“Los inversores exigirán mayores rendimientos de sus inversiones a medida que aumente el riesgo de esos rendimientos y viceversa. Esta relación riesgo / recompensa es un concepto fundamental utilizado en el cálculo del costo de capital. Una forma común de expresar esta relación es a través de un modelo conocido como el modelo de fijación de precios de activos de capital (CAPM).” (UBSGlobalResearchGroup, 1997)

En donde el costo de capital está representado por dos componentes principales:

- la tasa de retornos libres de riesgo (risk free rate “Rf”): los bonos del tesoro de Estados Unidos se consideran libres de riesgo.
- un adicional por riesgo (risk premium “Rp”) requerido para compensar la incertidumbre asociada con invertir en la compañía.

Sin embargo, la situación bajo análisis ad-hoc no implica ningún tipo de inversión, y por lo tanto ningún costo de oportunidad asociado. Por ello se decide descontar la serie de rentas por la más aceptada tasa libre de riesgo: los bonos del tesoro de Estados Unidos.

Según YCharts, la tasa promedio de largo plazo derivada de los bonos del tesoro es de 4,62%.

Por otro lado, si bien no existen riesgos asociados a inversión, si existe una variabilidad de los retornos esperados: entre la posibilidad de que el proyecto puede abandonarse y no llevarse a cabo (cero ingresos, o solo anticipos), y la posibilidad de que el proyecto se concluya satisfactoriamente.

Para ponderar esta situación se establece el Valor actual neto de los 3 escenarios y se los pondera con probabilidades que, si bien son arbitrariamente adjudicadas, intentan reflejar la razonable suposición de que la posibilidad de abandono “desaparece” a medida que el nuestro usufructuario invierte en su proyecto. Ya que, en caso de abandono, pierde toda posibilidad de recuperar su inversión.

Para lograr una aproximación del VAN razonable se plantean tres posibles escenarios en donde:

- a) El proyecto podría ser exitoso (y por lo tanto se percibirían las rentas ilustradas)

- b) Se liquida el proyecto antes del plazo de 20 años y
- c) El proyecto por alguna razón se descarta antes de su construcción (solo se percibirían los anticipos).

Como referencia para descontar los saldos posteriores a la construcción y puesta en marcha del parque solar, como ya se mencionó, se utiliza la tasa libre de riesgo en el modelo de valuación de CAPM: La tasa provista por los bonos del tesoro de Estados Unidos para el tiempo de duración del proyecto (20 años). Esta tasa según James R. Hitchner y otros autores ha sido la referencia más utilizada en estos años para reflejar la tasa libre de riesgo. Citando su libro “Valuación financiera: aplicaciones y modelos” (2003):

“La fuente más utilizada para la tasa de rendimiento libre de riesgo es el bono del Tesoro estadounidense a veinte años. Es ampliamente utilizado porque Ibbotson Associates, Inc. ha utilizado para derivar la prima de riesgo de capital que se calculó en base a este índice de referencia de bonos del tesoro a 20 años para todos los periodos desde 1926 hasta el presente”.

Como añadido a lo teórico para justificar la tasa, se explica que los contratos de usufructo no implican ningún riesgo relativo a posibilidad de pérdida para el grupo propietario del terreno, excepto riesgo de abandono del proyecto (donde perdería las rentas futuras). Esto se debe a que el usufructuario, por contrato, se compromete a pagar anticipos por el solo hecho de mantener el terreno bajo su poder, perdiendo el derecho a devolución de todo importe devengado sin depender del éxito o fracaso de su proyecto. De esta forma, en el peor de casos, el grupo familiar propietario del inmueble no tendría ingresos luego de abandono, pero en ninguna circunstancia incurriría a pérdida.

El otro elemento de la ecuación de valor del inmueble que sirve de referencia para evaluar el flujo de fondos expuesto es el costo de oportunidad. Sin embargo, en este caso se podría suponer nulo. Por no tener posibilidad de explotación alternativa, la propiedad en sí no tendría valor significativo de no existir los proyectos de energía solar. Bajo este contexto, si por alguna razón no existiese posibilidad de llevar a cabo estos proyectos, entonces se estaría perdiendo lo que aún no se tiene.

Por otro lado, a partir de los contratos PPA entre CAMMESA y el desarrollador de proyecto, se garantiza la demanda de energía eléctrica en su totalidad y por ende se “garantiza” el pago de las rentas de usufructo. Ya sea de 1.000 dólares por hectárea, o el 1,5 de facturación bruta (lo que sea mayor). Se considera el caso más prudente en donde el usufructuario paga el mínimo de 1.000 dólares por hectárea.

Resumen de escenarios				
	Proyecto exitoso	Proyecto Inconcluso	Proyecto descartado	
	Si el proyecto se concluyera de principio a fin	Si se liquidara antes de tiempo y nadie continua con la producción	Proyecto no se concreta. No se llega a construir	
Año				
2019	\$11.180	\$11.180	\$11.180	\$11.180
2020	\$11.180	\$11.180	\$11.180	\$11.180
2021	\$5.590	\$5.590	\$5.590	\$5.590
2022	\$7.800	\$7.800	\$7.800	\$7.800
2023	\$8.450	\$8.450	\$8.450	\$8.450
2024	\$9.750	\$9.750	\$0	\$0
2025	\$13.000	\$130.000	\$0	\$0
2026	\$130.000	\$130.000	\$0	\$0
2027	\$130.000	\$130.000	\$0	\$0
2028	\$130.000	\$130.000	\$0	\$0
2029	\$130.000	\$130.000	\$0	\$0
2030	\$130.000	\$130.000	\$0	\$0
2031	\$130.000	\$130.000	\$0	\$0
2032	\$130.000	\$0	\$0	\$0
2039	\$130.000	\$0	\$0	\$0
Con i= 4,62%	Tasa promedio a largo plazo de T-bonds EEUU			
VAN	\$1.064.181,24	\$657.143,75	\$40.838,50	

Se asigna también una probabilidad de ocurrencia a los 3 casos con la misma justificación lógica. Lo cual nos daría un VAN promedio ponderado.

VAN	\$1.064.181,24	\$657.143,75	\$40.838,50	
Prob asignada	60%	8%	32%	100%
VAN esperado	\$638.508,74	\$52.571,5	\$13.068,32	\$704.148,56

Con esto se llega a una valuación actual neto de las 200 hectáreas usufructuadas, por un valor aproximado de U\$ 704.148,56.

5.8. Sobre RIESGO

En Finanzas cuando se habla de riesgo deberemos de tener en cuenta una serie de tipos de riesgo financieros:

- Riesgo de tasa interés. Relacionado con el plan de valor de mercado de una posición financiera debido a la variación de las tasas de interés.
- Riesgo de crédito. Está asociado a la posibilidad de quiebra de una de las partes responsables de la relación financiera.
- Riesgo de mercado. Es aquel que tiene que ver con el mercado bursátil.
- Riesgo de tipo de cambio. Es aquella variación del valor de activos y/o pasivos como consecuencia de la devaluación o revaluación de una moneda frente a otra.

Pero dando una concepción general, en otras palabras, básicamente se está tratando de medir la probabilidad de perder dinero en situaciones de incertidumbre. Teniendo en cuenta incluso aquellas pérdidas de dinero que no se tienen aún de manera certera, pero estarían relacionadas con el determinado curso de acción. (costos de oportunidad, ingresos futuros potenciales, etc).

James C. Van Horne y John M. Wachowicz, Jr. Definen riesgo como “la variabilidad de los rendimientos esperados”. Y considera como “retornos esperados” al promedio ponderado de los potenciales ingresos futuros.

No es coincidencia que una de las connotaciones más conocidas de la letra griega σ (desviación típica en estadísticas), al menos en finanzas, se haya convertido en casi un sinónimo de riesgo, ya que expresa en números la conceptualización de

Horne & Wachowicz. Donde un activo cuya rentabilidad tiene una desviación estándar más alta es más volátil, y se considera más arriesgado que un activo con una volatilidad más baja.

=

Siendo la probabilidad de ocurrencia del Rendimiento/ingreso .

N: período de tiempo: años.

De esta forma se consigue una cuantificación de riesgo que, si bien es una simplificación de la realidad, nos ayuda a identificar distintos escenarios de riesgo, y por lo tanto a tomar decisiones conscientemente respecto a los mismos.

En nuestro caso de análisis, los retornos esperados serían igual al valor de los anticipos multiplicado por la cantidad de hectáreas, hasta llegar a mil dólares por hectárea, o el 1.5% de la facturación (lo que sea mayor). *No se exponen aquí los ingresos que se generarían por facturación del parque en funcionamiento para no complejizar el análisis con más escenarios. Sin embargo, se justifica la utilización del mínimo a recibir luego del periodo de anticipos: 1.000 dólares por hectárea usufructuada, minimizando la función riesgo. (La posibilidad de obtener mayores ingresos aumentaría la variabilidad de los ingresos esperados, pero al riesgo de pérdida alguna por lo que se desconsidera).*

Si tenemos en cuenta los 3 escenarios posibles, y la definición de riesgo propuesta, se puede calcular la variabilidad de los retornos esperados.

Para obtener esta medida de dispersión de los rendimientos en torno a su media, se debe calcular:

1. Media de la rentabilidad (μ en estadística)
2. Desviación de cada posible rentabilidad respecto de su media. *En nuestro caso se plantearon 3 escenarios (como es de costumbre en financiera tradicional), pero hoy en día, con el uso de la tecnología se suelen plantear modelizaciones más "realistas". Este curso de acción minimizaría el error de cálculo tanto de la media, como de todas las desviaciones respecto de () de los retornos esperados que se hayan elegido modelizar.*

3. Elevar al cuadrado las desviaciones para obtener todos valores positivos.
4. Sumar las desviaciones cuadradas y conseguir su media. (a este punto se habría conseguido obtener la varianza)
5. Calcular la raíz cuadrada del resultado para obtener sigma

Para evitar cualquier error de cálculo, se propone el uso de Excel, mediante el cuál con la simple ejecución de la formula STDV.M se calcula este indicador de volatilidad de rendimientos (o desviación típica en estadísticas). Que será usado como comparativo para evaluar el alternativo curso de acción, ya que el número en sí mismo no puede nos arroja ninguna información de ser comparable con otro curso de acción.

	Éxito	Proyecto inconcluso	Proyecto descartado
VAN	\$1.064.181,24	\$657.143,75	\$40.838,50
Prob asignada	60%	8%	32%
VAN esperado	\$638.508,74	\$52.571,50	\$13.068,32

μ	\$587.387,83		
	\$476.793,41	\$69.755,92	-\$546.549,33
	2,27332E+11	4.865.888.726	2,98716E+11
Varianza	1,76971E+11		
Desvío std	420.679,62		
STDV.M	420.679,62		

El sentido práctico de esta estimación no se ve reflejado directamente, pero en teoría, nos está dando una noción de la variabilidad que se puede esperar dentro del cash Flow esperado. Esto significa tener la noción de cuáles son las distancias de los distintos escenarios respecto de la ganancia esperada. Si bien, no se está “perdiendo” dinero del patrimonio del grupo familiar, es importante saber lo que se podría obtener simulando los distintos escenarios. ¿Con qué propósito? Sin explayarme demasiado en esta sección, el adquirir esta visión, le permite a cualquier empresario reconsiderar la opción de venta del inmueble. Ya que el valor de venta de este estará valuado alrededor del Valor Presente neto de las rentas de usufructo. Cuando uno incorpora dentro de su análisis de posibilidades, la idea de que en un escenario (pesimista: Proyecto descartado), las ganancias obtenidas

serían menores en la trascendente cuantía de **\$546.549,33**. Y, al mismo tiempo, se es consciente de que el VAN promedio ponderado utilizado para valorar el inmueble para su venta considera la media de estos 3 escenarios, la opción de venta pareciera ser muy conveniente.

Sin embargo, acá hay que ser claro, sobre todo grupos económicos chicos, empresas familiares o aún más con oportunidades sobre activos mancomunados de grupos familiares (como es el caso de análisis): en cualquier tipo de evaluación financiera, hay que proveerse de toda la información útil posible, y no caer en la tentación de ceder ante ansiedades u emociones. La opción de venta en este caso, al menos en este momento con toda la información actualizada, no es recomendada evaluar por debajo del VAN promedio ponderado provisto. Si bien existen consideraciones excluidas que podrían menguar la cuantía del VAN pp, también hay otras novedades tecnológicas legales, y medioambientales también que podrían aumentarlo considerablemente.

Entre las variables que podrían inflar el VAN considerablemente se destacan las nuevas tecnologías incluidas en los paneles fotovoltaicos, en donde han conseguido aumentar la eficiencia considerablemente en los últimos años. Si recuerdan la estructuración del contrato de usufructo (la planteada dentro de este trabajo suele ser usada en todo el mundo), verán que entre las partes involucradas [Desarrollador/Propietario del inmueble] se negocian las rentas de usufructo respecto de un porcentaje de facturación del futuro cash-flow (La base del Project Finance) 1,5% de la facturación de venta de energía eléctrica. Esto significa que, si la eficiencia de los paneles aumenta, aumenta la producción dentro del mismo terreno, por lo tanto, la facturación y nuestro VAN conjuntamente. De esta forma, la venta ansiosa del inmueble podría ser un gran error financiero. (Sin considerar las preferencias de aversión al riesgo).

7. Conclusión

7.1. Resumen de caso de análisis desarrollo de parque de energía solar

La oportunidad del grupo familiar consiste en la participación del predesarrollo del proyecto generando un margen de ganancias muy considerable. En otras palabras, el grupo tiene la opción de asumir riesgos asociados al proyecto, y por la misma razón adquirir una participación de las ganancias (al vender los derechos de proyecto a un grupo de inversores con el capital social, requerimientos para adquirir financiación y experiencia correspondientes).

El grupo sería incapaz por su propia cuenta de desarrollar el proyecto. Ni siquiera contando con el mejor asesoramiento disponible y estudio en profundidad de las posibilidades conseguiría reunir los requerimientos necesarios para asumir la financiación de semejante envergadura. Pero entonces, ¿por qué el grupo tiene posibilidades de ser incluido en el predesarrollo? ¿Qué ganan los posibles codesarrolladores involucrando al grupo? La respuesta es sencilla: de optar por este curso de acción, el grupo familiar cedería toda renta de usufructo del inmueble en cuestión (hasta el momento de venta de derechos de proyecto) y haría frente a los costos asociados a que el inmueble se encuentre en condiciones de ser posesión legal de la Sociedad Vehicular (o SPV). Esto significa, que quienes lideran el desarrollo de proyecto no deben asumir los costos de obtención y reservación del inmueble (lo cual básicamente es lo primero y principal requerido para cualquier prospectiva de parque solar, reunión de permisos y acceso a convocatoria bajo licitación).

Como resumen, la sumatoria de las inversiones incurridas por el grupo bajo este curso de acción serían:

Inversiones	
Asesoría legal	-\$ 1.000
Asesoría técnica en desarrollo de proyectos solares	-\$ 1.000
Estudio impacto ambiental	-\$ 5.000
Proyecto ejecutivo	-\$ 3.000
Estudios tapa 1	-\$ 10.000
Creación sociedad fin específico	-\$ 500
INVERSIONES	-\$ 18.500

Para ser justos con la evaluación de este curso de acción, deberían también adjudicarse los costos de oportunidad asociados al mismo. Por lo que se suman a

las inversiones todas las rentas de usufructo que no serían percibidas por el grupo.

Suponiendo aquí que el proyecto logre venderse y empezarse a construir en el año 2023 las rentas perdidas serían de un total de U\$ 35.750, lo que determinaría un total de inversiones de U\$ 54.250.

Recordando aquí al lector, que la cotización de venta de proyectos con una operatoria semejante (de meros intermediarios y pre-desarrolladores por así decir) es de 3% de la inversión requerida: U\$ 1.415.100

Cualquier inversor sin experiencia al ver un Retorno sobre inversión de 2500% se sentiría absolutamente afortunado. Sin embargo, cualquiera inversor con algo de experiencia sabría que el tan conocido binomio “riesgo-rentabilidad” es aquí la justificación de tal margen de rentabilidad. Si bien la posibilidad de éxito no es nula, existirían multiplicidad de escenarios en los que el proyecto se “atrase” por lo que se perderían más rentas. Así también, considerando la inestabilidad político-económica a la que nos tiene acostumbrados el Estado argentino, podría tranquilamente suspenderse todo el proyecto y así no solamente perder por costo de oportunidad, sino el capital aportado por el grupo familiar.

Sin embargo, la consideración de todos los escenarios posibles (y medibles) dentro del análisis financiero es una condición necesaria para poder dilucidar el mejor curso de acción.

7.2. Resumen de caso de análisis de rentas de usufructo

Finalizando aquí este trabajo de investigación, se considera propicio el curso de acción más prudente en el cuál se aconseja al grupo a no involucrarse en el desarrollo de proyectos de energía solar (al menos por el momento). Se aconseja de forma inmediata “lotear” el resto de las hectáreas alrededor de la transformadora eléctrica “bauchazeta” con intenciones de seguir rentando la propiedad a desarrolladores de energía solar.

En la medida en que al menos uno de los desarrolladores usufructuarios tenga éxito y disponga la inversión total requerida para construir el parque, y el grupo

activamente se disponga a informarse de toda amenaza, contratiempo, y tiempos involucrados, se encontrará en una mejor posición para involucrarse.

Mientras tanto, con el cambio de dirección política y los desafíos económicos que enfrenta el país en este momento, el grupo debe simplemente mantenerse expectante e informarse activamente respecto de cómo evoluciona la situación.

7.3. Aclaraciones antes de terminar

La problemática de todo intento de prospectiva respecto de parques solares, es la constante coyuntural progresión tecnológica y político-legal a nivel mundial (ni hablar si a eso se le adhieren los problemas del llamado “tercer mundo”).

Tratados internacionales con incentivos impositivos, adecuaciones de estos incentivos a países en vías de desarrollo para posibilitar su implementación (como el caso argentino en donde el estado se involucra a través del fondo fiduciario); tecnologías recientes con avances importantes en eficiencia (ya se habla seriamente de paneles solares “nocturnos”); y un modelo de negocio en el cuál se financia a través de un cash-flow futuro hace que no haya una prospectiva clara.

Sin embargo, y aún por sobre todos los impedimentos a la obtención sustentable de energía eléctrica, los proyectos en todo el mundo siguen en vías de progreso y desarrollo. Y claro está, de no aparecer una nueva alternativa, seguiremos encontrando noticias de nuevos parques solares fotovoltaicos ya que, en gran parte, de eso depende la sustentabilidad de nuestro futuro.

8. Anexos:

Bibliografía

Agencia Internacional de la Energía. (2014). *Estadísticas de energía y balances de países no pertenecientes a la OCDE*. Obtenido de datos.bancomundial.org

Arno, H. S., Klaus, J., Olindo, I., René, A. v., & Miro, Z. (2016). *Solar energy the*

physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems. Cambridge .

CAMESSA "Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico". (2018).

CAMESSA Portalweb. Obtenido de <http://portalweb.cammesa.com>

Canovas, T. (2016). *Project Finance International*. Profit.

Dr. Jimeno, M., Grundner, C., Brückmann, R., & Hoefft, M. (2017). *Enabling PV & Wind in Argentina*. Berlín: Eclareon GmbH.

energia.gob.ar. (2016). Recuperado el 2016, de <http://www.energia.gob.ar/home/hidrocarburos.php>

Gallegos, H., & Righini, R. (2012). *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*.

International energy agency. (2016). *Key world energy trends*.

Klaus Jäger, O. I. (2014). *Solar Energy - Fundamentals, Technology, and Systems*. Delft.

OECD/IEA. (2016). *International Energy Agency*. Obtenido de <http://www.iea.org>

Perez, M. a. (2016). <https://www.dinero.com/opinion/>.

The Energy Group Institute of International Education. (s.f.). *Best practices Guide: Implementing Power Sector Reform*. Washington, DC.

UBSGlobalResearchGroup. (1997). *Discounted Cash Flow Analysis*. Londres.

Viscontini, P. R. (s.f.). *Enerpoint*. Recuperado el 2016, de <http://www.enerpoint.es/>

weforum.org. (9 de 2015). Obtenido de <https://www.weforum.org/agenda/2015/09/renewable-energy-is-not-enough-it-needs-to-be-sustainable/>

Características del proyecto

Resumen de proyecto

El principal objetivo del proyecto es generar alrededor de 130.000 MWh/año de energía eléctrica para ser entregada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI)

Localización	Estación Bauchazeta (Iglesias, San Juan)
Capacidad	57MWp Mega Watts pico de potencia
Compañía/empresa entidad	Sociedad Fin Específico
Comprador	CAMMESA debe convocar a licitación pública, 13 cuyos términos y condiciones serán aprobados por el MINEM
Tecnología (parámetros técnicos, referencias, garantías, certificación)	Baterías del tipo litio-ion 350W - 370W. Garantía de producto limitada a 10 años, Garantía de potencia limitada de 25 años. Certificaciones: IEC 61215, IEC 61730 ISO 9001: 2008: Sistema de gestión de calidad TS62941: Guía para el diseño y la calificación de módulos
Contrato de suministro / acuerdo de garantía (final / antes de la firma)	Se encuentra dividido en diferentes lotes que se han ido presentando a las distintas instancias que ha ido ofreciendo la nación, ya sea los Programas RenovAr o MATER, y los mismos se van desarrollando según los distintos plazos previstos para cada uno.
Sobre localización	
Contrato de arrendamiento de tierras / Contrato de compra (final / antes de la firma)	El grupo familiar es propietario del inmueble
Evaluación de impacto ambiental (o declaración de la autoridad gubernamental competente)	Secretaría de Estado de Ambiente y Desarrollo Sustentable de San Juan
Irradiación solar: informe de un experto aceptable para el Banco	EPRE
Permiso de construcción (si se presenta el acuerdo final para la conexión a la red para la hoja de términos indicativos)	Dirección de Planeamiento y Desarrollo Urbano
Conexión a SADI	

Licencia para capacidad planificada	CAMMESA debe convocar a licitación pública, cuyos términos y condiciones serán aprobados por el MINEM – EPSE cobra un porcentaje de facturación por costos de conexión
Reserva de capacidad (acuerdo preliminar o final para la conexión a la red)	CAMESSA
Due diligence	
Implica revisar a fondo todas las propuestas involucradas en un acuerdo. Una nota de evaluación idealmente contiene un informe sobre los antecedentes de la compañía, su patrón de administración y participación, su desempeño físico y financiero.	
Viabilidad técnica (evaluación de la tecnología, idoneidad del diseño y solución técnica general, ubicación, permisos de construcción y operación)	Estudios “Tapa 1” (requerimiento para licitar para ingreso al MEM): U\$ 3.000 + Armado de Sociedad para Fin Específico: U\$ 500 U\$ 3.500
Estudio Impacto Ambiental	U\$ 5.000
Time Schedule	Se estima que se pueden obtener los requerimientos en un plazo de 6 meses.
O&M	
Operación y Mantenimiento O&M	Los gastos operativos se asumen como 0,01 U\$/Wp U\$ 570.000
Gastos de Capital CAPEX	
Presupuesto de inversión CAPEX	0,83 U\$/Wp instalado (Dato de proyecto análogo ya en ejecución)
De los cuales:	
Contrato EPC (ingeniering, proccurement and construction) (antes / durante proyecto). Modalidad "llave en mano"	0,08 U\$/Wp U\$ 4.560.000
Módulos (precio fijo necesario)	Entre 0.2 y 0.3 U\$/Wp Instalado. De las cotizaciones pedidas: 0,28 U\$/Wp CIF Puerto Buenos Aires

	U\$ 13.800.000												
Terreno (precio fijo necesario). 180 hectáreas	Derivarse de los contratos de usufructo obtenidos. 1000 U\$/he U\$180.000												
Sobre Estructura Financiera de proyectos análogos													
Capital (monto, forma, inversionista) - min. 20% de los costos totales del proyecto inyectados por adelantado (antes de la financiación bancaria)	Según "Fieldstone Private Capital Group Limited" el nivel de deuda para Project Finance en energía renovable suele ser entre 60% & 80% dependiendo de la consideración de riesgo. <table border="0"> <thead> <tr> <th></th> <th align="center">DEBT (%)</th> <th align="center">EQUITY (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Low Risk Project</td> <td align="center">85-90</td> <td align="center">10-15</td> </tr> <tr> <td>Medium Risk Project</td> <td align="center">75-85</td> <td align="center">15-25</td> </tr> <tr> <td>High Risk Project</td> <td align="center">60-75</td> <td align="center">25-40</td> </tr> </tbody> </table>		DEBT (%)	EQUITY (%)	Low Risk Project	85-90	10-15	Medium Risk Project	75-85	15-25	High Risk Project	60-75	25-40
	DEBT (%)	EQUITY (%)											
Low Risk Project	85-90	10-15											
Medium Risk Project	75-85	15-25											
High Risk Project	60-75	25-40											
Préstamo bancario (monto asumido) Considerando 80-20	U\$ 37.392.000,00												
Reserva	Se debería incluir una cuenta de reserva de fondos sobre el flujo de fondos de proyecto												
Información destacable para adquirente de proyecto													
Ingresos (promedio)	U\$ 5.966.807 Media aritmética durante los 20 años de proyección con p99 (solo tiene un 99% de confianza en cuanto a la generación y venta bajo condiciones normales)												
Análisis de irradiación solar	100.439,89 mW/h (Promedio generación solar p99)												
Parámetros de performance	El estudio análisis de generación solar fue provisto por ingeniero del EPRE												
Feed-in tariff (tarifa fija adjudicada en PPA)	50 U\$ / MWh (más incentivos legislativos)												
Costos operacionales (O&M)	-\$ 62.650,50 1% U\$/Wp Instalado. Se expone el promedio durante los 20 años												
Gastos de capital (inicial y continuo) CAPEX	-\$ 46.740.000 Se plantea inversión inicial, desconsiderando futuras inversiones debido a la garantía de paneles por 25 años y para la simplificación del análisis												
IVA período de construcción	La Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP) de Argentina ha publicado la Resolución General 4101-E en el Boletín Oficial del país, por la que se definen las modalidades de aplicación de una medida incluida en la ley de renovables (Ley 27.191) promulgada en marzo de 2016.La resolución implementa el procedimiento de devolución anticipada del												

	<p>Impuesto al Valor Agregado (IVA) que se haya facturado a los responsables del gravamen por la compra, fabricación, elaboración o importación definitiva de bienes de capital, nuevos en todos los casos, utilizados en la realización de obras de infraestructura de energías renovables</p> <p>Sin embargo, se omitirá el IVA en el desarrollo del análisis del presente trabajo, presentando en el flujo de fondos los valores con el impuesto del valor agregado extraído.</p>
<p>Precio Estimado de venta de derechos de proyecto</p>	<p>U\$5.700.000,00</p> <p>La cotización de venta de proyectos de energía solar adjudicados es de U\$100.000/MW instalado de potencia.</p>

Según IRENA (International Renewable Energy Agency) existen ciertas situaciones, conocidas como "showstoppers", que pueden llevar a detener el desarrollo de un proyecto una vez que se identifican. Esto puede suceder durante todo el proceso de desarrollo, incluidas las primeras etapas. Los posibles obstáculos incluyen lo siguiente:

- El propietario de la tierra cambia de opinión y ya no está dispuesto a firmar un acuerdo para la tierra que fue preseleccionada para el proyecto solar fotovoltaico.
- El terreno que se identificó inicialmente resulta inadecuado para la tecnología seleccionada o la capacidad planificada (por ejemplo, debido a la complejidad del sitio, la pendiente, las condiciones del suelo, el acceso al sitio, etc.).
- La tierra inicialmente identificada tiene nuevas "áreas de exclusión" grandes que el desarrollador no conocía al comienzo del proyecto. Esto puede incluir descubrimientos arqueológicos, especies protegidas en el sitio, áreas protegidas en los alrededores u otros desarrollos, como casas residenciales, calles o aeropuertos, desde los cuales se prescribe una distancia mínima.
- La autoridad local no aprueba el sitio para "uso industrial" cuando se clasificó previamente como tierra agrícola.
- El estudio geotécnico muestra que el sitio está ubicado dentro de un área

propensa a inundaciones con inundaciones periódicas.

- El costo de la conexión a la red es prohibitivo debido a la falta de planificación (p. Ej., La necesidad de cruzar calles, ríos u otros obstáculos, y / o largos plazos de entrega de permisos relevantes), o la falta de capacidad disponible en la subestación más cercana (el costo de una nueva construcción y / o extensión de una subestación existente podría ser alta).
- El gobierno cambia el marco regulatorio (por ejemplo, bajando la tarifa de alimentación, nuevos requisitos de aplicación como garantías bancarias costosas, impuestos, autoconsumo).
- Inestabilidad política imprevista en la región / país.