



NUEVA UNIDAD DE NEGOCIOS

PLANTAS SOLARES DE AUTOGENERACIÓN ELÉCTRICA

SOLAR PARA FINCAS EN NOA Y CUYO

Alumno: Juan Pablo Alagia

Tutor: Javier Ferreyra

MBA Intensivo 19

Universidad Torcuato Di tella

Año: 2021

Lugar: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

CONTENIDO

1	SUMARIO EJECUTIVO	3
2	INTRODUCCION.....	6
3	LA INDUSTRIA - GENERALIDADES	7
	3.1 Segmento y sector.....	7
	3.1.1 Sector Eléctrico argentino.....	7
	3.1.2 Energías Renovables en el mundo	13
	3.1.3 Sector de Energías Renovables y metas contra Cambio Climático en Argentina.....	15
	3.1.4 Mercado a Término y Autogeneración Distribuida (MATER).....	18
	3.1.5 Rol de los Grandes Usuarios.....	19
	3.2 Energía Distribuida Argentina	21
	3.2.1 Ley Nacional de Energía Distribuida.....	21
	3.2.2 Adhesión de Provincias y Distribuidoras.....	22
	3.2.3 Beneficios Ley 27.424 para el Usuario-Generador	23
	3.2.4 Estado del Arte de la Energía Distribuida en el país.....	24
	3.2.5 Comercialización de Energía.....	26
	3.3 Mercado argentino de Energía Solar Distribuida	27
	3.3.1 Competidores locales.....	27
	3.3.2 Compañías comparables internacionales	27
	3.4 Rentabilidad actual de la industria.....	28
	3.5 Parámetros de evaluación para esta industria.....	28
4	OFERTA, PROPUESTA DE VALOR Y POSICIÓN COMPETITIVA.....	30
	4.1 Necesidades que atiende nuestra oferta.....	31
	4.2 Modelo de Negocio y Parámetros	32
	4.3 Parámetros principales del modelo de Negocios.....	32
	4.4 Especificaciones de la Propuesta de Valor	33
	4.4.1 Recurso Solar:.....	33
	4.4.2 Energía Solar Fotovoltaica.....	35
	4.4.3 Plantas Solares de autogeneración:	35
	4.5 Precios	37
	4.5.1 Precio del EPC (Planta Llave en Mano)	37
	4.5.2 Servicio de O&M.....	42
	4.6Cuál es nuestra Propuesta de Valor y cómo es en comparación con la competencia.....	42
	4.7¿Cómo nos vería el mercado en comparación con los competidores?	43
	4.8¿Cómo nos posicionamos en relación con precio o diferenciación?	43
5	EL MERCADO:	45
	5.1 Segmento de mercado	45
	5.1.1 Grandes Consumidores Eléctricos	45
	5.2 Clientes.....	47
	5.2.1 Clientes Agroindustriales.....	47
	5.2.2 ¿Por qué en NOA y CUYO?.....	47
	5.2.3 ¿Por qué Fincas de olivo y vid?	48
	5.2.4 Caracterización del mercado del olivo y la vid:.....	50
	5.2.5 Dimensionamiento del Mercado	51
	5.2.6 Escalabilidad.....	51
	5.3 Barreras de Entrada	52
	5.3.1 ¿Está el cliente comprando lo que ofrecemos?	52
	5.3.2 Evaluación del entorno externo	53
6	PLAN ORGANIZACIONAL y RECURSOS:	56
	6.1 Estrategia de Capacidades.....	56
	6.2 Lineamientos estratégicos Organizacionales y de Recursos	57

6.3	¿Cuál es el organigrama de la empresa?	58
6.4	Estructura de cada proyecto	60
6.5	Puestos Clave, Alianzas y Actividades Tercerizadas	61
6.6	Forma legal elegida para la empresa	61
7	ANÁLISIS Y PLAN FINANCIERO:	63
7.1	Objetivos del Plan Financiero	63
7.2	Principales Variables y Supuestos	64
7.2.1	Demandas y consumos de los emprendimientos	64
7.2.2	Capacidad de generación de electricidad de la planta solar, CAPEX y OPEX	65
7.2.3	Adaptabilidad del producto para el autoconsumo	66
7.2.4	Cuadros tarifarios de electricidad de red actual local	68
7.2.5	Ingresos por generación eléctrica renovable	70
7.2.6	Políticas de beneficios energéticos	71
7.3	Resultados económicos-financieros	71
7.3.1	Desarrollo de Flujo de Fondos	72
7.3.2	Resultados de “Payback”	73
7.3.3	Sensibilidad VAN-Tasa descuento	77
7.4	Financiamiento	78
7.4.1	Capacidad Financiera de los titulares de Fincas	78
7.4.2	Tipos de Financiamiento en plaza	79
7.4.3	Resultados con Financiamiento	80
7.5	Resultados esperados por los accionistas de la compañía	81
8	PLAN DE MARKETING:	84
8.1	La identificación de la necesidad:	84
8.2	Definición de Valor	84
8.3	Realización de valor	85
8.4	Entrega de Valor	86
8.5	Captura de Valor	87
8.6	Comunicación de Valor	87
8.6.1	Etapa de visibilidad	87
8.6.2	Etapa de segmentación y posicionamiento en el producto a vender	88
8.7	¿Cuáles son los costos de nuestras actividades de marketing?	89
9	CONCLUSIONES	90
10	BIBLIOGRAFÍA	94
11	AGRADECIMIENTOS	96
12	ANEXOS	97

1 SUMARIO EJECUTIVO

Este Plan de Negocios versa sobre el desarrollo de una nueva Unidad de Negocios (UN) en una compañía generadora de energía solar con más de 10 años en el sector y unos 120 empleados; que actualmente solo comercializa su electricidad con el mercado eléctrico mayorista MEM¹.

Esta nueva UN pretende comercializar instalaciones de autogeneración eléctrica distribuida a partir de energía solar fotovoltaica, teniendo como clientes a empresas productivas en las cuales el insumo electricidad representa un alto porcentaje dentro de su estructura de costos. Además de las instalaciones llave en mano, para garantizar su correcto funcionamiento, se venderá un servicio de operación y mantenimiento anual.

Las nuevas plantas de autogeneración están destinadas a fincas olivícolas y vitivinícolas donde la electricidad representa aproximadamente un 40% de sus costos directos de producción y que, por ser Grandes Usuarios Distribuidos eléctricos (GUDIs), están obligados a las metas de consumo renovable exigidas por la Ley Nacional N° 27.191.

Se apunta a aquellas fincas radicadas en NOA o CUYO dónde la compañía ya cuenta con fuerte presencia a partir de sus 5 centrales solares en operación, y donde el recurso de irradiación solar es uno de los mejores del país, e incluso uno de los mejores del mundo.

La nueva unidad de negocios se encuadra dentro del sector de Energía Distribuida, el cual a partir de la Ley Nacional N° 24.427 creó un marco en el cual usuarios de la red de distribución que generen energía eléctrica de origen renovable para su autoconsumo, pueden vender sus excedentes a la red.

Al ser un sector incipiente en el país, el segmento de análisis carece de competidores fuertemente posicionados a nivel nacional, aunque en determinadas provincias podemos encontrar algunas PyMEs centradas en proveer instalaciones llave en mano para la escala industrial objetivo (desde los 300 kW de potencia instalada renovable).

¹ MEM: Mercado Eléctrico Mayorista administrado y centralizado por CAMMESA en cuanto a generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes usuarios.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

Hasta el momento, es un mercado atomizado donde ningún competidor tiene un market share mayor al 5%, ni tampoco una estructura o ventajas comparativas como para alcanzarlo en el próximo año.

Nuestra compañía, a diferencia de la competencia, puede no solo garantizar un producto de calidad por tener experiencia en construcción y gerenciamiento de proyectos solares en la región; sino que puede ofrecer el servicio posventa de O&M² a precios marginales. Esto lo puede lograr gracias a su presencia local con personal altamente calificado en plantas propias con la misma tecnología desde hace 3 años y con tecnología similar desde hace 10 años.

El objetivo de esta nueva UN comenzará en el primer año por marcar el rumbo comercial de los siguientes 3 años, a partir de la concreción de 2 sólidos proyectos que marquen confianza en la tecnología y la ecuación económica-financiera del resto del mercado.

La solidez de los proyectos se evidenciará demostrando la viabilidad económica financiera que, según los titulares de las fincas, está representado por un Payback menor a 10 años a partir de los nuevos ahorros en las facturas de electricidad. Y en lo que al análisis de la VAN, aún en el escenario pesimista, se priorizaría sobre otros negocios de los titulares de las fincas que tengan un costo de oportunidad inferior al 8% en dólares.

A partir del análisis de varias Fincas testigo, aún bajo escenarios de tarifas históricas por debajo de las actuales, se obtuvieron resultados favorables en línea con lo esperado por los clientes; e incluso en escenarios de proyección de tarifas actuales constantes en dólares, los payback de las fincas más grandes, se acercan a los 6 años.

Teniendo en cuenta que actualmente hay más de 1.000 fincas con un crecimiento del 3% anual de hectáreas implantadas; entendemos totalmente alcanzable el objetivo de concretar 2 fincas el primer año con la estructura organizacional actual de la compañía, y triplicar este número en el tercer año. A partir del segundo año se deberá adaptar la estructura organizacional actual de modo tal que tenga la capacidad de construir unas 6 fincas anuales y de brindar los servicios de O&M de hasta 12 fincas en funcionamiento.

² O&M: Operación y Mantenimiento.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

Teniendo en cuenta que el ingreso neto de la venta de las instalaciones rondaría los 1.000 USD por kWp³, luego de IIBB⁴ e IIGG⁵, y que el primer año se prevén 2 instalaciones de unos 600 kWp de potencia en cada finca; en el 2022 ingresarían unos USD 120.000 más USD 2.500 por el servicio de O&M. Finalmente como en este primer año solo se invertirían USD 5.000 en marketing directo, el ROI sería superior a 20.

Ya para el tercer año, se escalaría a 6 fincas anuales con ingresos netos asociados de USD 360.000 y USD 37.500 de O&M; pero aquí ya tendríamos unos USD 8.000 invertidos en marketing y otros USD 100.000 anuales de overhead para ampliar la estructura que requeriría la nueva unidad. De esta forma el ROI del tercer año se estabilizaría en alrededor de 2,68 (+268%).

³ kWp: Kilo watts pico, unidad de potencia utilizada en la industria solar para la potencia instalada en paneles.

⁴ IIBB: Impuesto provincial a los Ingresos Brutos, que en las provincias el NOA ronda el 3%.

⁵ IIGG: Impuesto nacional a las Ganancias, con una alícuota del 35% para la compañía.

2 INTRODUCCION

El presente Plan de Negocios versa sobre el desarrollo de una nueva Unidad de Negocios en la empresa argentina de energías renovables 360 Energy.

La nueva Unidad de Negocios, tiene como principal objetivo diversificar la cartera de la firma a partir del desarrollo y construcción de instalaciones de autogeneración solar eléctrica para Grandes Usuarios del mercado eléctrico y, que a su vez, estos usuarios puedan volcar sus excedentes a la misma red de la que hoy dependen.

Este trabajo presenta un desafío técnico, económico y financiero que significa encontrar un producto rentable, atractivo y sostenible destinado a consumidores de electricidad que hoy abonan tarifas subsidiadas a empresas Distribuidoras monopólicas, o en el mejor de los casos al administrador del sistema eléctrico. El nuevo producto se encuadraría en el incipiente mercado de la Energía Distribuida argentina, el cual permite la conexión a la red de pequeñas instalaciones de energías renovables en manos de estos usuarios que hasta ahora eran el último eslabón de la cadena.

360 Energy es una firma de capitales nacionales con más de 10 años de trayectoria desarrollando, construyendo y operando plantas solares, y fue la primera en constituirse como Agente Generador con una planta de energía solar a gran escala en Argentina. Actualmente su core business está ligado a la generación y venta de electricidad al Mercado Mayorista Eléctrico Argentino a partir de 5 centrales propias en la región de NOA-CUYO.

Este nuevo negocio en la actual estructura de la empresa, representa el gran reto de volcarse a un mercado desconocido compuesto principalmente por grandes usuarios privados titulares de emprendimientos productivos, que si bien hoy tienen la contingencia que representa cumplir las metas de consumo de electricidad de origen renovable⁶, este insumo estuvo históricamente subsidiado, y un esquema de autoabastecimiento, les sería ajeno, y por lo tanto riesgoso incluso respecto de la imprevisibilidad de los cuadros tarifarios locales.

⁶ Ley 27.191: Ley nacional reglamentada en 2016 que establece como objetivo lograr una contribución de las fuentes renovables del 8% del consumo de energía eléctrica para el 2017, del 16% para el 2021 y poder contar con un aporte del 20% de energía limpia en la matriz energética para el año 2025; y que tiene como sujeto obligados a los Grandes Usuarios con consumos equivalentes a potencias anuales mayores o iguales a 300 kW.

3 LA INDUSTRIA - GENERALIDADES

3.1 Segmento y sector

El presente proyecto se enmarca en el sector energético nacional, y más precisamente el sector de la energía eléctrica. El segmento de industria específico es la generación y comercialización de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, y dada la experticia de la compañía y la región de análisis, nos centraremos en la energía eléctrica a partir de energía solar fotovoltaica.

3.1.1 Sector Eléctrico argentino

Previo a 1989:

En el mercado eléctrico argentino, hasta 1989, prevalecían los instrumentos legales y regulatorios en los cuales el Estado Nacional tenía el dominio sobre los recursos energéticos y empresas públicas (como por ejemplo SEGBA⁷) a cargo de múltiples funciones como la generación, transmisión, distribución y hasta la comercialización de energía eléctrica.

Década de los '90:

Es entonces en 1989, a partir de la sanción de la ley 23.696, cuando el sector eléctrico se reorganiza inspirado en el sistema británico y bajo las siguientes premisas:

1. Introducción y promoción de competencia y mecanismos de mercado en todas las actividades donde esto fuera posible. Requiriendo la separación nítida entre actividades de carácter, monopólico o pasibles de quedar libradas a reglas de mercado.
2. Creación de condiciones y reglas de juego transparentes que facilitan la concurrencia de productores y consumidores generando precios que transmiten señales eficientes de incentivos para aumentar la oferta eléctrica.

⁷ SEGBA: Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires, empresa pública argentina encargada de la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en el Gran Buenos Aires.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

3. Separación del Estado de las actividades empresarias del sector, reservándose la función de definición de políticas, regulación de incentivos para las actividades de carácter monopólico y fiscalización.
4. Descentralización de las decisiones de planificación en el sector.
5. Incorporación del sector privado en condiciones de riesgo.

Desde entonces, el negocio eléctrico quedó dividido en actividades bien diferenciadas, la Generación, la Transmisión o transporte y la Distribución.

Desde entonces, los agentes reconocidos del MEM son:

- a) Generadores;
- b) Transportistas;
- c) Distribuidores;
- d) Grandes Usuarios.

Otros actores, no reconocidos como Agentes, son:

- las empresas comercializadoras
- los medianos y pequeños usuarios.

La competencia se expresa a través de un mercado eléctrico mayorista (MEM⁸) en el que concurren productores, transportistas, distribuidores, grandes usuarios y comercializadores.

Con relación al dominio, la intención fue que el Estado Nacional se retire de la industria eléctrica, transfiriendo sus activos al capital privado.

La distribución y el transporte, por sus características monopólicas, constituyen actividades reguladas y requieren adicionalmente el otorgamiento de Concesiones.

Los generadores eléctricos están sujetos a concesión exclusivamente si explotan centrales hidroeléctricas, en tanto que el resto de las centrales de otras fuentes de generación, requieren

⁸ MEM: Mercado eléctrico Mayorista argentino

Business Plan – Juan Pablo Alagia

autorización únicamente para conectarse a la red y su regulación sólo alcanza los aspectos vinculados con la seguridad pública y la protección del medio ambiente.

Los actores participantes en una etapa de la cadena eléctrica se encuentran inhabilitados para actuar en otra etapa. La independencia de los transportistas tiene por objeto asegurar el libre acceso de terceros a la red, lo que también debe ser garantizado por los distribuidores siempre que tengan capacidad disponible en su red de distribución.

Las empresas privadas reguladas son controladas a través de la verificación del cumplimiento de obligaciones, sometiéndolas a penalidades e incentivos sin necesidad de inmiscuirse en la función de producción de empresa ni en su estructura de costos o metas de inversión.

Las normas que regulan la actividad y las políticas del sector han quedado reservadas a la SE⁹. Allí el Consejo Federal de la Energía Eléctrica maneja las relaciones con las provincias y la administración de fondos especiales.

En tanto, el ENRE¹⁰ tiene las funciones regulatorias, en especial en cuanto a las connotaciones económicas relacionadas a aspectos tarifarios, verificación y control de metas de calidad y resolución de conflictos entre partes.

Finalmente, la responsabilidad de la aplicación y de administración del mercado, recae en CAMMESA¹¹, empresa de gestión privada con propósito público e integrada por todos los grupos actuantes del MEM junto al Estado Nacional (Agentes Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios con un 20% cada uno y, el 20% restante está en poder del ministerio público que asume la representación del interés general y de los usuarios cautivos).

Sus principales funciones son las siguientes:

1. Ejecutar el despacho económico para aportar economía y racionalidad en la administración del recurso energético.

⁹ SE: Secretaría de Energía de la Nación

¹⁰ ENRE: Ente Nacional Regulador de la Electricidad, creado por ley en el ámbito de la SE como ente autárquico.

¹¹ CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima creada bajo art. 35 del decreto reglamentario 1.192 de la ley 24065, de julio de 1992.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

2. Coordinar la operación centralizada del SADI¹² o SIN¹³ para garantizar seguridad y calidad.
3. Administrar el MEM asegurando transparencia por medio de la participación de todos los agentes involucrados y el respeto a las reglamentaciones respectivas.

En 1992, cuando se crea CAMMESA, el sistema va adquiriendo forma en cuanto a la estructura institucional y en la regulación de la actividad bajo las siguientes características:

- Existencia de un mercado a término y un mercado spot para la compraventa de energía.
- Los Distribuidores pueden comprar la energía al mercado a un precio estabilizado actualizable trimestralmente.
- Los Generadores pueden vender energía al mercado a través de un precio spot horario o de Contratos por tiempo determinado con CAMMESA.
- La generación necesaria para satisfacer la demanda se determina en función del costo económico de operación del sistema eléctrico.
- Los precios spot horarios se determinan marginalmente con el costo requerido para satisfacer la próxima unidad de demanda.
- El transporte es remunerado a través de cargos fijos de conexión y de capacidad de transporte, y variables en función de las pérdidas y de la probabilidad de falla de las líneas de transporte, siendo fijo el monto total remuneratorio.
- Se abre el MEM al intercambio con los países vecinos permitiendo la exportación o importación de energía a través de contratos entre Empresas privadas que cumplan los requisitos del marco regulatorio.

Inicio del siglo XXI:

A fines de 2001 y principios de 2002, la crisis y las políticas del Gobierno durante este período modificaron al sector eléctrico. De conformidad con la Ley de Emergencia Económica, entre otras medidas, el Gobierno Argentino:

- Convirtió las tarifas de electricidad de su valor original en dólares estadounidenses a pesos a un tipo de cambio de AR\$ 1 por cada dólar estadounidense;

¹² SADI: Sistema Argentino de Interconexión

¹³ SIN: Sistema Interconectado eléctrico Nacional (sinónimo de SADI)

Business Plan – Juan Pablo Alagia

- Congeló todos los márgenes de distribución y transmisión regulados, revocó todas las disposiciones relativas a ajustes de precio y los mecanismos de indexación por inflación de las concesiones de las empresas de servicios públicos (incluyendo los servicios de distribución y transmisión de electricidad).
- Facultó al Poder Ejecutivo a realizar una renegociación de los contratos de las empresas de servicios eléctricos y de las tarifas correspondientes a tales servicios.
- Determinó que la fijación del precio SPOT¹⁴ de la electricidad en el MEM sea calculado sobre la base del precio del gas natural (también regulado por el Gobierno Argentino), independientemente del combustible utilizado para la generación de dicha electricidad.

En 2007, la SE por medio de su Resolución N° 220/2007, permitió a CAMMESA ejecutar acuerdos de suministro en el MEM con agentes generadores del MEM, siendo los valores a pagar aprobados por la SE.

En 2008, la SE le permitió a CAMMESA ejecutar acuerdos de suministro en el MEM con Generadores con intenciones de reparar y/o potenciar sus equipos de generación, con un costo que excede en un 50% los ingresos que esperarían recibir de las ventas en mercado spot.

Desde 2013, la SE introdujo cambios sustanciales en la estructura y el funcionamiento del MEM a través de la Resolución N° 95/2013 y sus modificatorias, estableciendo un esquema de remuneración diferente en pesos argentinos (pagaderos en efectivo y en créditos) para todo el sector de generación, con excepción de ciertas centrales y electricidad comprendida en contratos regulados por la SE bajo remuneración diferencial (por ejemplo, los de Energías Renovables).

¹⁴ Mercado SPOT: Donde los precios varían en forma horaria de acuerdo a 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.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

Actualidad del sector:

Hoy, las transacciones entre los diferentes participantes de la industria de la electricidad se llevan a cabo a través del MEM, y los generadores, distribuidores y determinados grandes usuarios de electricidad compran y venden electricidad a precios determinados por la oferta y la demanda, y se les permite entrar en los contratos de suministro de electricidad a largo plazo.

El MEM consiste en:

- un mercado a término en donde las cantidades, los precios y las condiciones contractuales son acordadas directamente entre vendedores y compradores (después de la promulgación de la Resolución N° 95/2013 de la ex Secretaría de Energía («SE»)), este mercado se limitó al mercado de Energía Plus, posteriormente adicionándose el Mercado a Término de Energías Renovables, conocido como MAT ER, mediante la Resolución N° 281/2017 del ex Ministerio de Energía y Minería (“MEyM”));
- un mercado spot, donde los precios son establecidos por hora en función del costo económico de producción; y
- un sistema estabilizado de precios al contado a través de precios estacionales, establecidos semestralmente y diseñado para mitigar la volatilidad de los precios al contado para la compra de energía eléctrica por los distribuidores.

La siguiente figura muestra las relaciones entre los diversos actores del MEM:

Business Plan – Juan Pablo Alagia

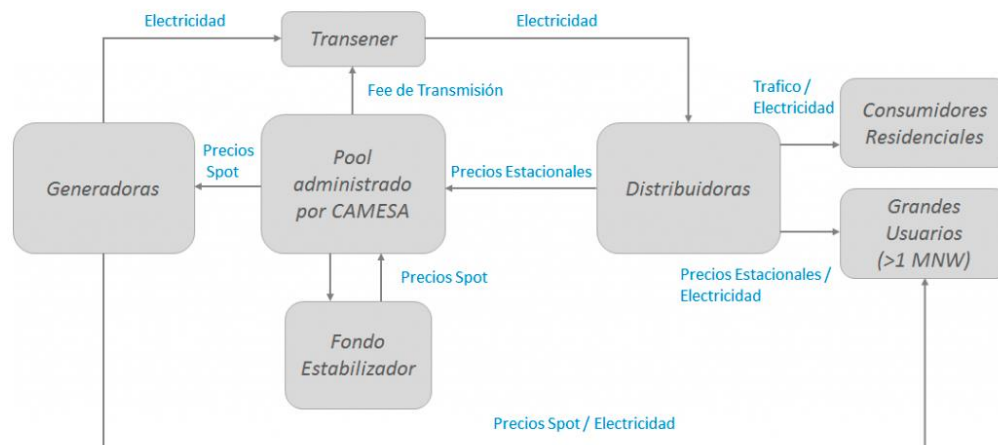


Figura 1. Relaciones de actores del MEM. Fuente: CAMMESA

Los Generadores están sujetos a la programación y a las normas de despacho dadas por las resoluciones. Como se explicó en los párrafos anteriores, los generadores privados podían acceder a contratos directos con distribuidores o con grandes usuarios, sin embargo, esta posibilidad fue suspendida en 2013 por la Resolución SE N° 95/2013, que los limitaba solo a los contratos celebrados bajo el Programa de Energía Plus¹⁵.

Desde 2017, se adicionaron los contratos celebrados bajo el MATER¹⁶ gracias a la Resolución N° 281/2017 del ex Ministerio de Energía y Minería de la Nación.

3.1.2 Energías Renovables en el mundo

Gracias al desarrollo tecnológico en materia renovable que hubo al final del siglo XX, estas fuentes comenzaron a competir con las fuentes fósiles (grid parity¹⁷), incluso en ausencia de subsidios. Este desarrollo tecnológico se debió en gran parte a la apuesta europea aportando subsidios a las energías limpias en la década de los 90.

¹⁵ Energía Plus: Programa de comercialización eléctrica creada por la SE mediante la Resolución N° 1281/06, que establece que la energía consumida por Grandes Usuarios con demandas superiores a los 300 kW, por encima de la Demanda Base (consumo eléctrico del año 2005), califica para contratar Energía Plus en el MAT (Mercado a Término) a generadores, cogeneradores o autogeneradores que no sean agentes del MEM o no cuenten con instalación o interconexión al MEM. La comercialización se permitió a un precio negociado entre las partes.

¹⁶ MATER. Mercado a Término de Energías Renovables

¹⁷ Grid Parity: punto en el cual el costo de la electricidad de fuentes renovables, en este caso solar fotovoltaica, es igual que la producida partiendo de fuentes fósiles o clásicas como el carbón.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

El sector de las energías renovables como fuente de energía eléctrica a nivel mundial, hace tiempo que dejó de ser una alternativa de generación amigable con el ambiente para convertirse en la principal fuente en los últimos años.

Entre estas fuentes limpias principales, encontramos a la eólica, solar, hidroeléctrica, bioenergías (a partir de biocombustibles o biomasa) y geotermal.

Desde el año 2013, la expansión de las fuentes de energías renovables supera a las fuentes no renovables (o de origen fósil); y en el último año 2020, del 100% de nueva capacidad de generación mundial, el 82% provino de fuentes limpias (Informe “Renewable capacity highlights” de Marzo 2021, IRENA¹⁸).

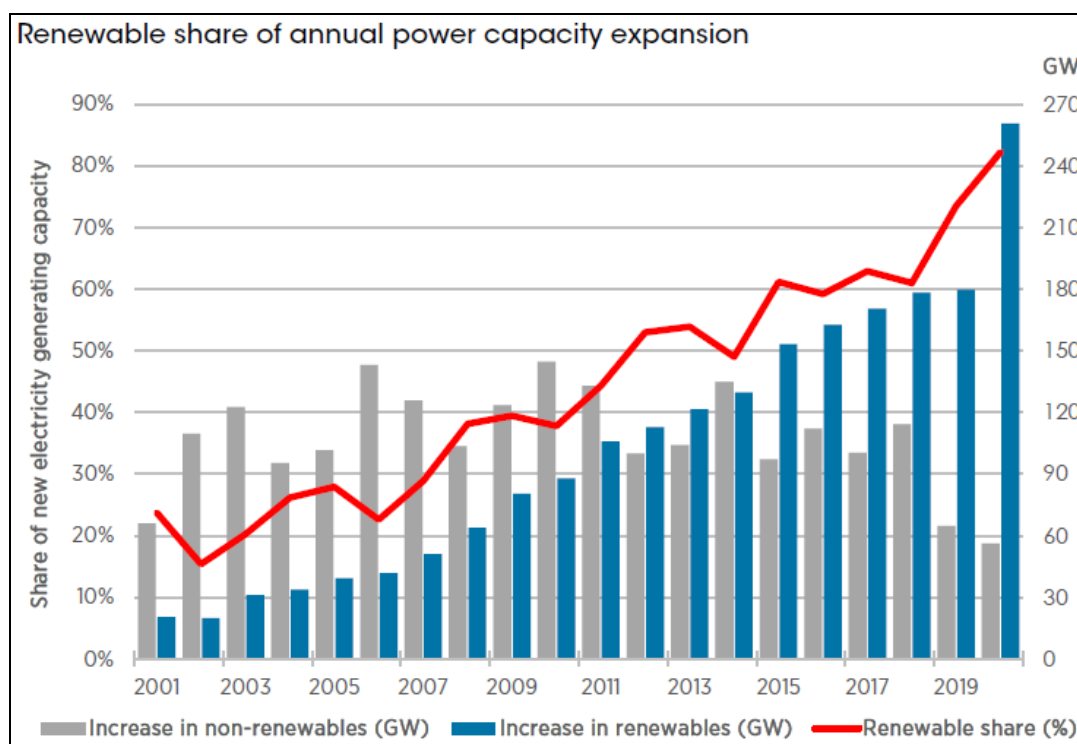


Figura 2. Fuente: Informe “Renewable capacity highlights” de Marzo 2021, IRENA.

Dentro de las energías limpias, la nueva capacidad del 2020 fue liderada por la energía solar, seguida de cerca por la eólica.

¹⁸ IRENA: Agencia Internacional de Energías Renovables

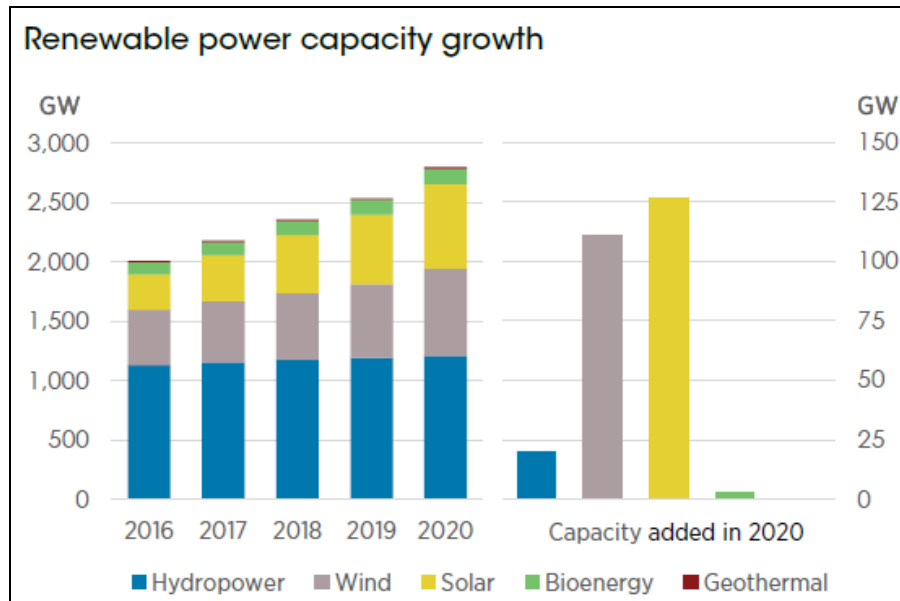


Figura 3. Fuente: Informe “Renewable capacity highlights” de Marzo 2021, IRENA.

Si bien la hidroeléctrica sigue liderando la potencia instalada acumulada, ya está por debajo del 50%, mientras que la eólica y solar se adjudican un 26% cada una y en incremento año a año (Informe “Renewable capacity highlights” , IRENA, Marzo 2021):

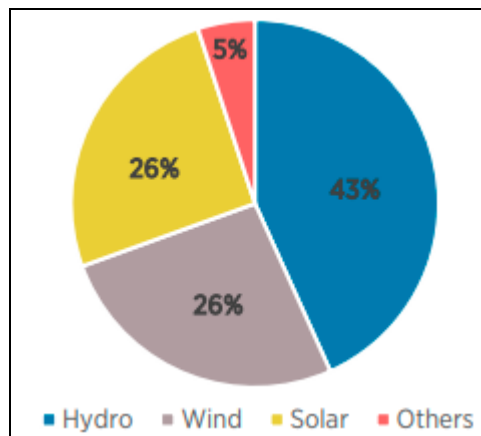


Figura 4. Fuente: Informe “Renewable capacity highlights” de Marzo 2021, IRENA.

3.1.3 Sector de Energías Renovables y metas contra Cambio Climático en Argentina

Si bien la industria nacional de las energías renovables a escala industrial se encuentra iniciando su cuarta década; tuvo sus orígenes a inicios de la década del '90 siendo pionera en materia eólica en Latinoamérica.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

En los primeros 20 años tuvo un crecimiento muy limitado, y no fue hasta principios de la tercera década donde comenzó a superar el punto porcentual dentro de la matriz eléctrica nacional. Este primer impulso tuvo origen en la creación de un régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica (GENREN), sancionado a través de la Ley N° 26.190 del año 2006 y reglamentada en 2009. Dicha Ley sentaba como objetivo primordial, lograr una contribución del 8% de las fuentes de energía renovables en el consumo de energía eléctrica nacional, en el plazo de DIEZ (10) años a partir de la puesta en vigencia de dicho régimen (2009-2019). Para lograr dicho objetivo, se lanzaron una serie de Licitaciones de asignación de contratos PPA¹⁹ de distintas fuentes renovables con plazos de 15 años de venta de electricidad exclusiva a CAMMESA a las tarifas más convenientes de las compulsas. El espíritu era que dichas tarifas repagasen las inversiones privadas de capital intensivo que demandase el diseño, la construcción y la puesta en marcha de las centrales renovables ofrecidas.

Promediando la tercera década renovable, con una participación del 2% y ante un aletargado cumplimiento del programa GENREN, desde el Estado Nacional se lanza el segundo régimen de fomento hacia fines 2016 a partir de la sanción de la Ley N° 27.191, complementaria a la 26.190.

Este nuevo régimen instauró el programa RenovAr que impulsó una serie de Licitaciones de asignación de PPA a plazos de 20 años y beneficios fiscales adicionales a los de GENREN.

Finalizado el reciente año 2020, de las metas planteadas por el país en de la Ley 26.190 (en 2006), se ha alcanzado un aporte de poco menos del 10% de las energías renovables en la matriz eléctrica nacional (Informe Síntesis del MEM de diciembre 2020, CNEA, 2021):

¹⁹ PPA: Power Purchase Agreement

Business Plan – Juan Pablo Alagia

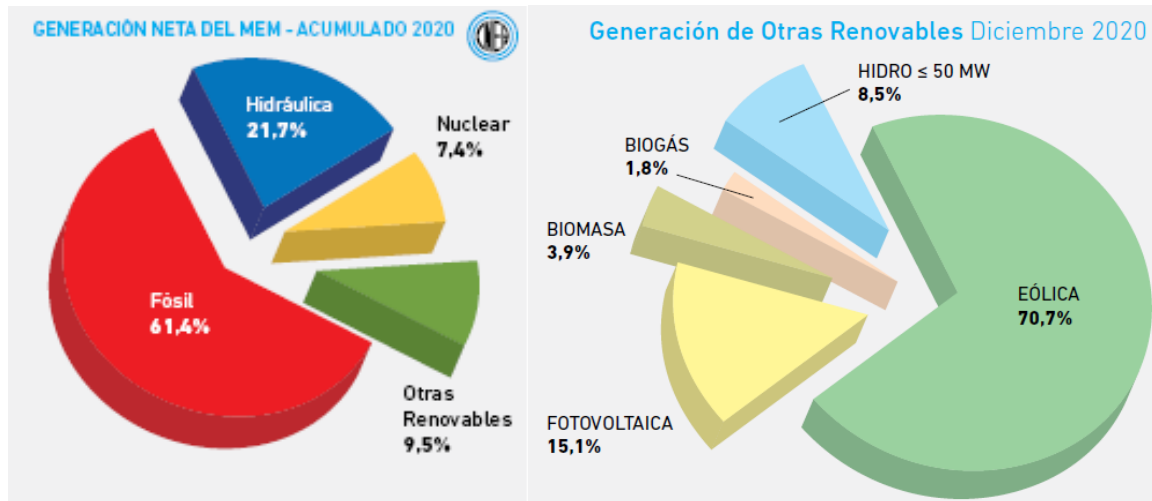
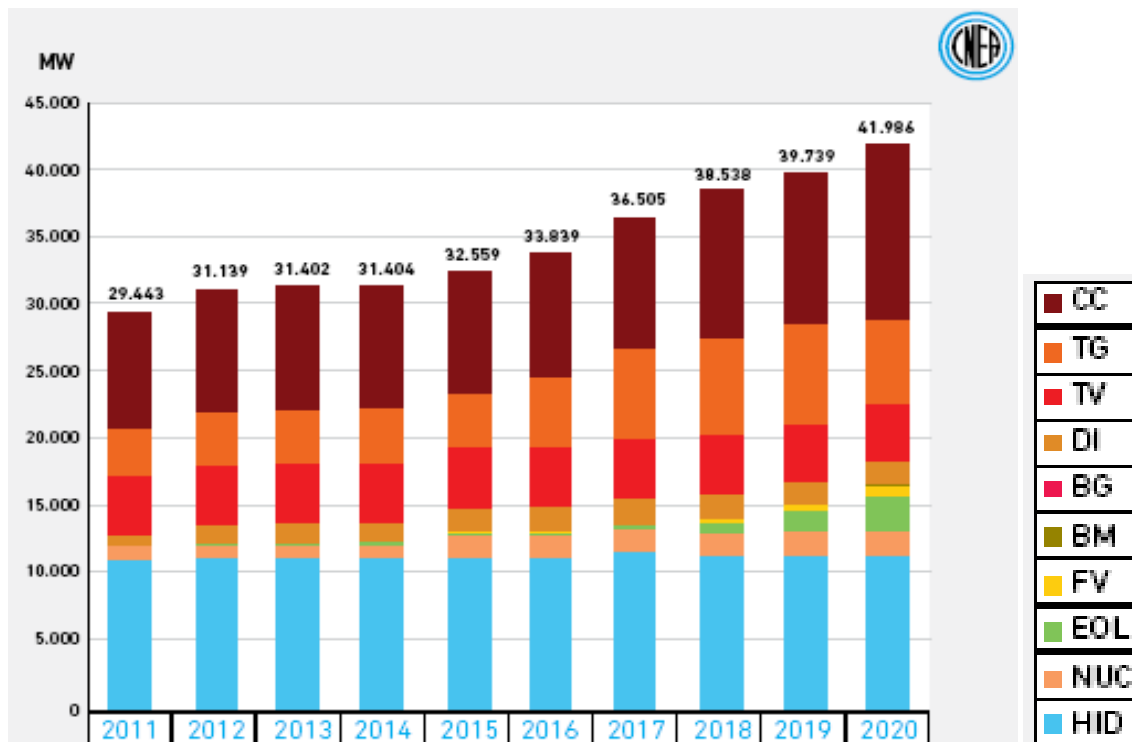


Figura 5. Fuente: Informe Síntesis del MEM de diciembre 2020, CNEA.

La evolución de la potencia instalada del SADI en la tercera década fue la siguiente (CNEA, 2021):



	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
■ CC	8.723	9.205	9.205	9.191	9.227	9.227	9.870	11.034	11.245	13.120
■ TG	3.427	3.939	4.074	4.019	4.022	5.252	6.572	7.237	7.396	6.298
■ TV	4.455	4.464	4.441	4.451	4.451	4.451	4.451	4.451	4.251	4.251
■ DI	794	1.277	1.404	1.413	1.783	1.834	2.003	1.808	1.653	1.693
■ BG	0	0	0	17	17	17	22	23	44	55
■ BM	0	0	0	0	0	0	0	0	2	54
■ FV	1	6	8	8	8	8	8	191	439	759
■ EOL	9	112	165	187	187	187	227	750	1.609	2.623
■ NUC	1.005	1.005	1.010	1.010	1.755	1.755	1.755	1.755	1.790	1.790
■ HID	11.038	11.130	11.095	11.108	11.108	11.108	11.598	11.288	11.310	11.344

Figura 6. Fuente: Informe Síntesis del MEM de diciembre 2020, CNEA.

Todas estas iniciativas no son aisladas, sino que se circunscriben en la adhesión y compromiso de Argentina al Acuerdo de París (Ley 27.270/2016. Aprobación del Acuerdo de París. Poder Legislativo Argentino. Sep2016).

En 2019, la República Argentina se comprometió a una meta absoluta e incondicional, aplicable a todos los sectores de la economía, de no exceder la emisión neta de 359 MtCO₂ en el año 2030. La nueva meta es ambiciosa, ya que equivale a una disminución total del 19% de las emisiones hacia 2030 en comparación con el máximo histórico de emisiones alcanzado en el año 2007, y una reducción del 25,7% respecto de la anterior. (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2020 sobre Tercer Informe Bienal de Actualización de la República Argentina a la CMNUCC, SGAYDS, 2019).

Hacia 2030, la República Argentina llevará adelante una transición energética, centrando los esfuerzos en el fomento de la eficiencia energética, las energías renovables y el impulso de la generación distribuida, utilizando en este período el gas natural como combustible de transición.

3.1.4 Mercado a Término y Autogeneración Distribuida (MATER)

Como se expuso en la sección 3.1.1, la generación y comercialización de la electricidad se concebía solo de forma centralizada por parte de CAMMESA, quien aglutinaba y administraba todos los contratos de compra venta de electricidad entre los usuarios del sistema. La normativa prohibía no solo los contratos entre privados (Mercado a Término), sino que también la Autogeneración Distribuida con despacho de excedentes a la red.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

Fue entonces en 2017, cuando se establece el Régimen de Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (Resolución MEyM N° 281-E/2017 del 18 de agosto de 2017), donde se dispusieron las condiciones de un marco jurídico para Contratos individuales entre nueva Generación renovable, Cogeneración o Autogeneración, y Grandes Usuarios del MEM (Usuarios con demandas de potencia mayores o iguales a 300 kW.).

Esto originó un nuevo programa con licitaciones que habilitan y reservan capacidad de transporte en ciertos nodos del SADI para permitir conectar centrales renovables para que Generadores comercialicen directamente electricidad con las Grandes Demandas (Programa MATER²⁰).

La Autogeneración distribuida con excedente a las redes de distribución, se viabilizó a partir de la creación de un nuevo actor del Mercado Eléctrico Argentino, el “USUARIO-GENERADOR” y esto lo refrendó la Ley Nacional de Energía Distribuida N° 27.424 en 2018.

3.1.5 Rol de los Grandes Usuarios

Esta nueva Ley involucra, en el cumplimiento de los objetivos, a los Grandes Usuarios del MEM y las Grandes Demandas que sean clientes de los prestadores del servicio público de distribución o de los agentes distribuidores, con demandas de potencia ≥ 300 kW. Estos deberán cumplir efectiva e individualmente con los objetivos:

- ✓ 16% al 2021
- ✓ 18% al 2023
- ✓ 20% al 2025.

Para ello, se prevén distintos mecanismos. Los Grandes Usuarios y las Grandes Demandas podrán optar entre:

- Autogenerar su % de energía renovable
- Contratar la compra de energía renovables con un Generador privado;

²⁰ MATER: Programa de Licitaciones que viabilizó el Mercado A Terminado con Energía Renovable

Business Plan – Juan Pablo Alagia

- Comprarla a una distribuidora que la adquiera en su nombre a un generador; a partir de un comercializador.
- Comprarla directamente a CAMMESA

En caso de incumplimiento de los porcentajes de consumo de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, los Grandes Usuarios y las Grandes Demandas serán penalizados económicamente.

Cabe aclarar que la última opción (por default, a través de compras conjuntas por parte de CAMMESA) involucran el pago de los cargos de Comercialización y Administración, a saber:

Cargos de Comercialización				
2017-2018	2019 - 2020	2021 - 2022	2023 - 2024	2025 - 2030
0%	6%	10%	14%	18%
Cargos de Administración				
2017-2018	2019 - 2020	2021 - 2022	2023 - 2024	2025 - 2030
0,00%	0,05%	0,05%	0,05%	0,00%

Figura 7. Cargos adicionales de Comercialización y Admisitración. Fuente CAMMESA

Últimas Resoluciones relacionadas con los GUDIs²¹

El 24 de febrero del 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 131/2021 dictada por la SE, que, entre otras cuestiones:

- (i) aprueba la reprogramación trimestral de verano definitiva para el MEM correspondiente al período comprendido entre el 1 de febrero y el 30 de abril de 2021, que fuera elevada por CAMMESA
- (ii) establece para el mismo período los Precios de Referencia de la Potencia (“POTREF”) y el Precio Estabilizado de la Energía Eléctrica (“PEE”²²) para la demanda de energía eléctrica declarada por los agentes distribuidores y/o prestadores del servicio público de distribución, discriminando entre pequeñas demandas residenciales o menores a

²¹ GUDIs: Grandes Usuarios con demandas de potencia >300 kW que compran a las Distribuidoras.

²² PEE: Precio Estabilizado de la Energía Eléctrica

Business Plan – Juan Pablo Alagia

trescientos kilovatios (300 kW) y los Grandes Usuarios de la Distribuidora (“GUDI”) con demandas mayores o iguales a trescientos kilovatios (300 kW).

Esta Resolución supone una reducción del subsidio del Estado Nacional al precio estacional de la energía eléctrica abonado por los GUDI en valores en torno al 50%-70%, comparativamente con los valores previamente establecidos en la Resolución 14/2019 de la ex Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico y esto se tradujo en un aumento del PEE para los GUDI a partir del 1 de marzo de 2021.

3.2 Energía Distribuida Argentina

3.2.1 Ley Nacional de Energía Distribuida

En 2018, a través de la Ley N° 27.424, se creó el Régimen de fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la red eléctrica pública. El mismo se reglamentó con el Decreto 986/2018, y se continuó con la Resolución 314/2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía y las Disposiciones 28/2019, 48/2019, 62/2019, 83/2019, 97/2019 y 113/2019 (y sus anexos) de la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética.

La Ley 27.424 creó un marco en el cual usuarios de la red de distribución que generen energía eléctrica de origen renovable para su autoconsumo, puedan eventualmente inyectar sus excedentes a la red.

La Resolución de la Implementación de la Ley mencionada reconoce entonces a esta nueva figura del Mercado Eléctrico Nacional, el “Usuario generador” y los separa en 3 categorías según la potencia instalada conectada a la red de distribución y según su tensión:

- Usuarios-Generadores pequeños (**UGpe**): **hasta 3 kW** a red de distribución en BT.
- Usuarios-Generadores medianos (**UGme**): **de 3 a 300 kW** a red de distribución en BT/MT.
- Usuarios-Generadores mayores (**UGma**): **de 0,3 a 2 MW** a red de distribución en BT/MT

La normativa vigente contempla la posibilidad de instalar una potencia máxima equivalente a aquella que tiene contratada con su empresa distribuidora de energía eléctrica (el distribuidor),

Business Plan – Juan Pablo Alagia

salvo en los casos en que el ente regulador jurisdiccional autorice expresamente un valor mayor.

3.2.2 Adhesión de Provincias y Distribuidoras

Al momento, a esta Ley Nacional han adherido las siguientes provincias hasta marzo 2021, y aunque la Provincia de Buenos Aires aun no haya adherido parlamentariamente, en sus jurisdicciones de Gran Buenos Aires, están inscriptas las Distribuidoras EDENOR y EDESUR. En la siguiente figura se muestran el estado de cada provincia y la cantidad de distribuidoras que se han adherido por provincia:

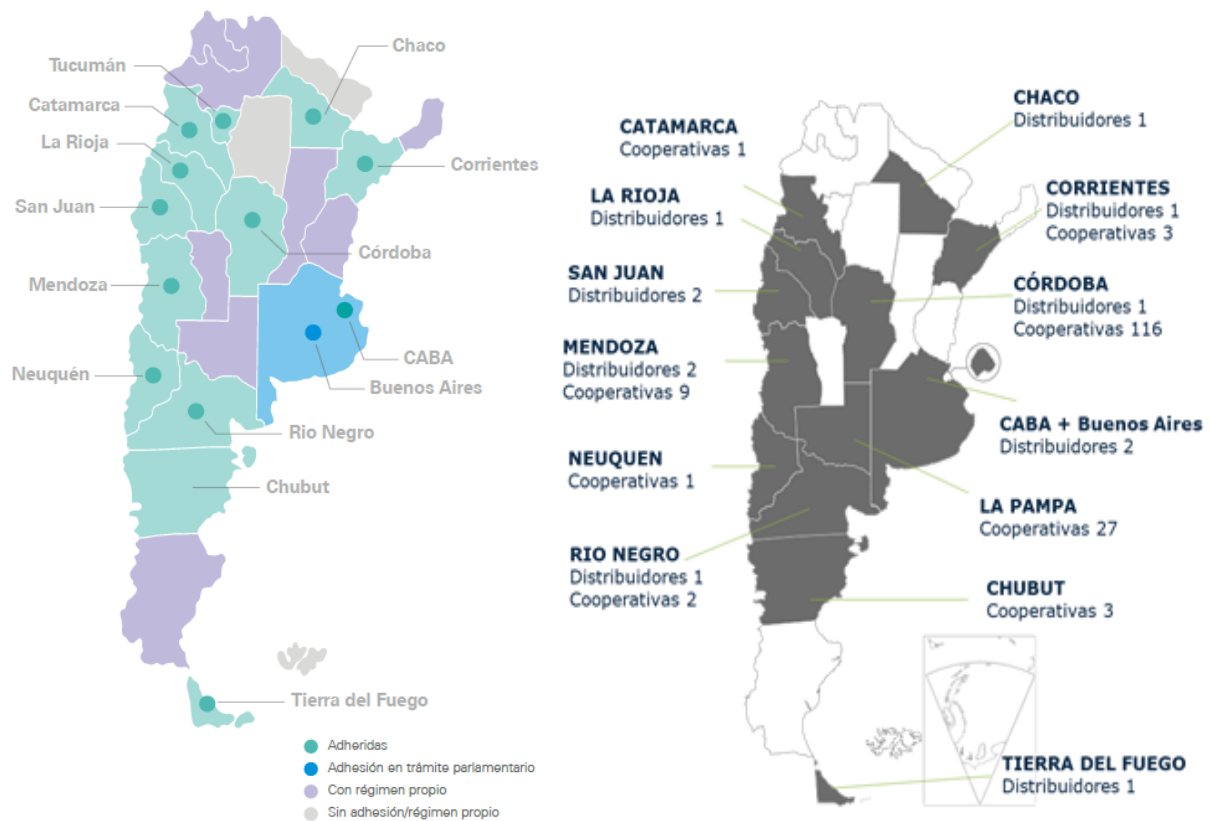


Figura 8. Fuente: Reportes de Avance Implementación de la ley 27.424- Julio 2021- Secretaría de Energía - Ministerio de Economía Argentina

Business Plan – Juan Pablo Alagia

3.2.3 Beneficios Ley 27.424 para el Usuario-Generador

Dicha Ley dispone una serie de beneficios fiscales para incentivar el desarrollo de la energía distribuida en Argentina:

Certificado de Crédito Fiscal (CCF), El beneficio aplica para sistemas de generación distribuida de todas las escalas, hasta los 2 MW de potencia, y consiste en un Certificado de Crédito Fiscal de \$ 45.000 por cada Kilowatt instalado, hasta un máximo de \$ 3.000.000 por instalación (Disposición 40/21 SSEE, (NACIÓN, 2021)). Es complementario con los incentivos provinciales que eventualmente instrumente cada jurisdicción, puede ser utilizado para el pago de impuestos nacionales, como el impuesto al valor agregado, el impuesto a las ganancias, impuesto a la ganancia mínima presunta o impuestos internos, repercutiendo en un beneficio de efectividad inmediata para el usuario.

Exenciones Impositivas:

- Al Impuesto a las Ganancias y e IVA, están previstas en el artículo 12 BIS de la Ley N° 27.424 respecto de aquellas operaciones de inyección de energía eléctrica de generación distribuida a partir de la fecha de conexión del medidor bidireccional.
- Al impuesto provincial de Ingresos Brutos a la inyección y venta de energía eléctrica (sujeto a Adhesión provincial).
- Al Impuesto a los Sellos a los contratos firmados por parte de los usuarios-generadores con cada Distribuidora o Cooperativa (sujeto a Adhesión provincial).

Creación de Fondo Fiduciario para el Desarrollo de la Generación Distribuida (FODIS) para el otorgamiento de préstamos, incentivos, garantías, aportes de capital y la adquisición de otros instrumentos financieros para la implementación de sistemas de generación distribuida de origen renovable en la Argentina

Business Plan – Juan Pablo Alagia

3.2.4 Estado del Arte de la Energía Distribuida en el país

Entendiendo que es una industria incipiente y que el contexto de estos primeros 3 años no ha favorecido este tipo de iniciativas, a continuación, se muestran los avances en la materia a julio 2021.

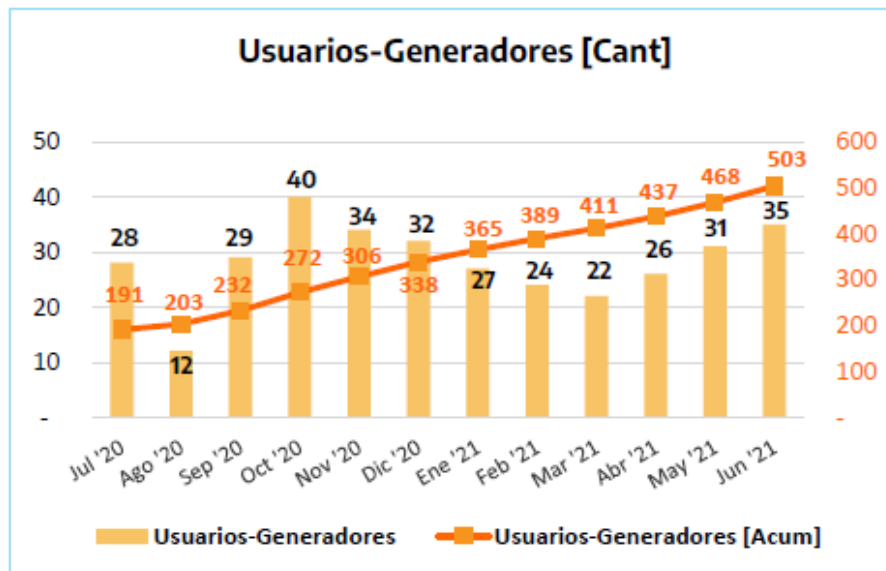


Figura 9. Usuarios Generadores operativos. Fuente: Reportes de Avance Implementación de la ley 27.424- Julio 2021- Secretaría de Energía - Ministerio de Economía Argentina

En potencia instalada, se traduce a:

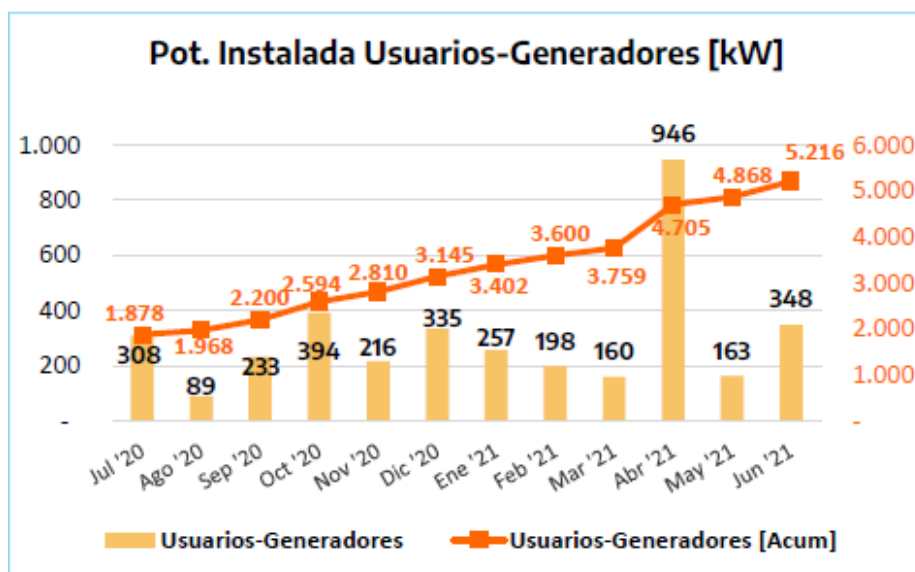


Figura 10. Fuente: Reportes de Avance Implementación de la ley 27.424- Julio 2021- Secretaría de Energía - Ministerio de Economía Argentina

Business Plan – Juan Pablo Alagia

La distribución geográfica es la siguiente:

	Usuarios-Generadores [Cantidad]	Potencia Usuarios-Generadores [kW]	Tramites en curso [Cantidad]	Potencia Tramites en curso [kW]
CÓRDOBA	282	3.026,2	120	2.112,7
MENDOZA	28	712,2	11	356,5
BUENOS AIRES	133	793	125	864,8
CABA	47	471	27	579,2
CHUBUT	6	28	1	1,7
CHACO	3	102	4	74,5
CORRIENTES	-	-	4	83
RÍO NEGRO	1	13	14	98,6
SAN JUAN	2	66	5	87
LA PAMPA	1	4,6	-	-
TOTAL	503	5.216	311	4.258

Figura 11. Reportes de Avance Implementación de la ley 27.424- julio 2021- Fuente: Secretaría de Energía - Ministerio de Economía Argentina

En la figura anterior se ilustra como las tarifas eléctricas más cercanas al costo de generación, y exenciones dedicadas en provincias como Córdoba, viabilizan un mercado de energía distribuida residencial y comercial.

En lo que respecta a estos nuevos agentes según su categoría:

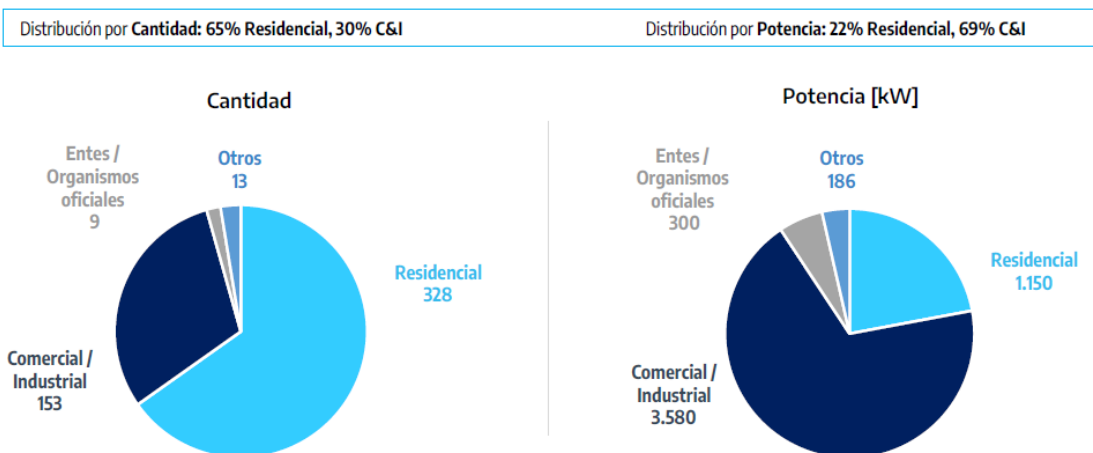


Figura 12. Fuente: Reportes de Avance Implementación de la ley 27.424- julio 2021- Secretaría de Energía - Ministerio de Economía Argentina

Este Plan de Negocios se focalizará en el segmento Industrial donde se encuadran usuario de medianas o grandes demandas eléctricas.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

3.2.5 Comercialización de Energía

Respecto a la comercialización de la Energía generada y no consumida, la Resolución 314/2018 de la Secretaría de Energía enuncia que es una obligación del Distribuidor al cual me conecto *“Comprar toda la energía que el Usuario-Generador inyecte a la red de distribución, producto de la generación eléctrica de fuente renovable que resulte excedente sobre el autoconsumo en el Punto de Suministro, bajo las condiciones establecidas en la normativa vigente”*. (InfoLeg, 2018)

Respecto al reconocimiento económico de un saldo positivo entre el consumo y generación, según el artículo 12 de la Ley N° 27.424 y lo reglamentado en el artículo 12, inciso d) del Anexo I del Decreto N° 986/2018, será automáticamente imputado en la factura del período siguiente al que dicho crédito se generó. De persistir sucesivas liquidaciones con saldos positivos en favor del Usuario-Generador, estos se acumularán en su Cuenta de Usuario-Generador para ser imputados a las futuras facturas del servicio por los siguientes períodos (sin vencimiento).

Sin perjuicio del principio de acumulación de créditos favorables en la Cuenta del Usuario-Generador antes descrito, este podrá optar por solicitar la Retribución de Créditos o su cesión.

La Tarifa reconocida de Inyección será el precio de compra de la energía eléctrica de cada banda horaria, incluida la tarifa de transporte en el Mercado Eléctrico Mayorista, por parte del Distribuidor ($\$G_i^{23}$). En otras palabras, el precio de la energía inyectada sobrante es diferente del precio que los usuarios eléctricos pagan por su demanda ($\$G_i + VAD$), ya que este último incluye el costo asociado al servicio de distribución (VAD^{24}) más impuestos.

Sin perjuicio de lo anterior, las reglamentaciones de adhesiones provinciales deberán especificar el proceder de la Distribuidora local en cuanto a términos específicos de la comercialización de la energía a partir de su publicación del Régimen Tarifario correspondiente.

²³ $\$G_i$: Refiere al PEE, Precio Estabilizado de la Energía Eléctrica (“PEE”) para la demanda de energía eléctrica declarada por los agentes distribuidores y/o prestadores del servicio público de distribución.

²⁴ VAD: Valor Agregado de Distribución que corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución, pero que se determina por Audiencia pública por región y es parte de los cuadros tarifarios.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

3.3 Mercado argentino de Energía Solar Distribuida

3.3.1 Competidores locales

Al ser reciente en el país, el segmento de análisis carece de competidores fuertemente posicionados a nivel nacional, aunque en determinadas provincias podemos encontrar varias PyMEs centradas en proveer instalaciones llave en mano para esta escala comercial/industrial (desde los 100 kW) de potencia instalada renovable.

En cuanto a energía solar fotovoltaica, a nivel nacional podemos identificar a no más de 20 empresas y todas ellas con experiencias menor a 5 años en esta escala o proyectos mayores.

Algunas de ellas son a su vez distribuidores de equipos y otras solo instaladoras de sistemas fotovoltaicos, como por ejemplo LV Energy, Emetres Me, Intermepro S.A. o Multiradio SA.

A continuación, citamos algunas de ellas con probada experiencia en proyectos funcionando en dicho segmento de energía distribuida nacional, pero hasta las 300 kW:

- SOLPER
- Mega energías S.A.
- Hins energia S.A.
- Energe S.A.
- Aldar S.A.
- Solartec S.A.
- Energy mercosur S.A.
- Coradir S.A.
- LC Tech SA
- Sustentator S.A.
- Inar S.R.L.
- Itasol S.A.
- Geg S.A.

3.3.2 Compañías comparables internacionales

Fuera del país hay múltiples firmas comparables ya que mercados como el brasilero, el de la costa oeste de Estados Unidos, el europeo y el de Oceanía; tienen una tradición de más de 10 años en materia de energía solar distribuida.

Entre las firmas internacionales que participaron de procesos licitatorios en Argentina en Energía Distribuida, se encuentran:

- LAFEMIR SA (Subsidiaria de la uruguaya TecnoGroup)

Business Plan – Juan Pablo Alagia

- SYBAC SOLAR ARGENTINA S.R.L (Subsidiaria de la firma alemana);
- VENTUS ENERGÍAS RENOVABLES S.A. (Empresa Uruguaya);
- POWER CHINA LTDA (Subsidiaria del gigante de la construcción chino);
- AKUO ENERGY Argentina SA (Subsidiaria de la firma francesa);
- ELECNOR Argentina SA (Subsidiaria de la firma española).

No obstante, ninguna de estas firmas logró posicionarse en este segmento, apenas construyendo algunos proyectos aislados.

3.4 Rentabilidad actual de la industria

La industria de la Energía Distribuida apenas hace pie en el país, y las firmas que ofrecen servicios en este segmento medio de energías renovables (entre 100 y 2.000 kW) son aquellas que se iniciaron hace unos años en el segmento residencial, y en el otro extremo, aquellas nacionales que ofrecían servicios de consultoría técnica a los proyectos a gran escala (Utility) y se animaron a expandirse verticalmente incluyendo construcción y puesta en marcha en proyectos de menor envergadura.

Los primeros se enfocaban en seriar proyectos residenciales con rentabilidades inferiores al 20% sobre el total de los equipos vendidos (60 a 70% del costo); mientras que los últimos aplicaban un margen del 50% sobre las horas de consultoría de ingeniería comercializadas.

Lo cierto es que, en el segmento Industrial o Agroindustrial, los posibles consumidores de soluciones renovables tienen márgenes muy acotados como para evaluar una inversión en infraestructura que no redunde rápidamente en un ahorro del costo de la electricidad dentro de su cadena productiva.

3.5 Parámetros de evaluación para esta industria

Los parámetros de evaluación de esta industria se basan en: el CAPEX; el OPEX de la nueva instalación de autoconsumo renovable; y por el lado de los ingresos, se deben contemplar los ahorros en el consumo eléctrico a la Distribuidora (ahorros en las facturas de energía eléctrica) y los descuentos, créditos o reconocimientos por los excedentes de electricidad

Business Plan – Juan Pablo Alagia

volcados a la red actual. Por esto, uno de los parámetros claves es la tarifa de la electricidad que tiene el emprendimiento agrícola meta.

En cuanto a los consumidores de estas instalaciones solares para procesos productivos, dado el contexto inflacionario, la gran mayoría se guía por el Período de recupero de la Inversión (Payback) más que en indicadores tradicionales de evaluación de proyectos como el VAN o una TIR del proyecto.

En cuanto al periodo de recupero de la inversión, las fincas analizadas esperan un recupero en menos de 10 años para considerar dicha solución de energía alternativa, dadas la elevada incertidumbre que existe por el contexto inflacionario existente.

4 OFERTA, PROPUESTA DE VALOR Y POSICIÓN COMPETITIVA

A partir del desarrollo de una nueva unidad de negocios, se pretende comercializar instalaciones de autogeneración eléctrica distribuida a partir de energía solar fotovoltaica, teniendo como clientes a empresas productivas en las cuales el insumo electricidad representa un porcentaje mayor al 30% dentro de su estructura de costos.

Concretamente la solución o producto se trata de una propuesta de una planta de autogeneración llave en mano, o más específicamente EPC²⁵, que requieren de los siguientes servicios:

- **Prefactibilidad técnico – económica:** Análisis del consumo energético actual, histórico, proyectado; haciendo hincapié en los costos (actuales e históricos) de energía, potencia, valor agregado de distribución (VAD), peaje e impuestos (nacionales, provinciales y municipales).

Estudio de la capacidad del proyecto solar en terrenos del cliente, a partir del análisis del recurso solar y de las posibilidades del emplazamiento. Diseño una instalación de autogeneración que pueda producir anualmente la mayor parte de la energía consumida por el cliente, con su correspondiente estimación de costos de la inversión inicial y definición del plan de negocios de este insumo clave.

- **Ingeniería y Construcción:** Ingeniería conceptual y de detalle para construir. Gestión de compras y contratación, logística y servicios de nacionalización de los materiales, Dirección de Obra y el montaje e instalación de la planta incluyendo su Puesta en marcha y Tramitaciones administrativas ante los entes reguladores.

Además, como estas empresas agroindustriales no están familiarizadas con sistemas de generación eléctrica, aunque la solución solar planteada demande escasa operación y mantenimiento; es difícil pensar en vender el EPC sin el servicio de O&M por al menos el primer año.

²⁵ EPC: Servicio de Ingeniería, compras, contrataciones y Construcción por sus siglas en inglés.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

- **Operación, Monitoreo y Mantenimiento (O&M):** Además de la capacitación al personal del cliente al finalizar la planta, se brindará un servicio remoto de monitorización de la producción energética, con sus correspondientes ajustes y parametrizaciones para el normal funcionamiento. A su vez se ofrece un servicio de Mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo con personal experimentado de la firma en la región.

4.1 Necesidades que atiende nuestra oferta

Una planta de autogeneración eléctrica en el predio del cliente (o las cercanías) se ve, en el mercado de Grandes Usuarios, como una oportunidad de mitigar riesgos asegurando por unos 30 años el costo de energía eléctrica hoy fuera de su control, pero como la operación y mantenimiento les es ajena a su industria, la propuesta de valor debe aportar seguridad también en sus 25 a 30 años de vida útil.

Las principales Ventajas técnicas y estratégicas para el cliente:

- Estabilización de fluctuaciones de la corriente.
- Autogestión de la energía, insumo clave en todo proceso productivo.
- Seguridad de suministro por hasta 25 años, y cierta independencia de los aumentos en el precio de la energía.
- Cumplimiento de la Ley Nacional de Energías Renovables 27.191.

Ventajas Económicas:

- ✓ Ahorro de los costos variables de energía (activa y reactiva), de transmisión, distribución y de los impuestos que están afectados por el nivel de consumo.
- ✓ Posibilidad de ingresos adicionales por venta de excedentes a la red por generación que no estemos consumiendo.
- ✓ Potenciar la marca o agregar valor a los subproductos del mercado interno, generados de forma amigable con el medio ambiente.

Ventajas Socioambientales:

- ✓ Generar su propia electricidad proveniente de fuentes no fósiles y renovables, no solo mejora el entorno socioambiental local, sino que reduce la huella de carbono del producto que comercializan.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

4.2 Modelo de Negocio y Parámetros

El Modelo de Negocio describe las bases sobre las que la empresa creará, proporcionará y captará valor a partir de soluciones llave en mano para clientes agroindustriales que pasarán a ser nuevos “Usuario-Generadores”, a partir de parques solares fotovoltaicos de hasta 2 MW conectados a las redes de distribución locales.

El análisis del modelo de negocio se divide en nueve módulos básicos que reflejan la lógica seguida para conseguir ingresos y que iremos desarrollando en los capítulos siguientes. Estos nueve módulos cubren las 4 áreas principales:

1. Clientes (Mercado)
 - a. Segmento de mercado al que atenderemos
 - b. Relación con los clientes
 - c. Canales de comunicación, distribución y venta
2. Oferta
 - a. Propuesta de Valor
3. Recursos/infraestructura
 - a. Recursos Clave
 - b. Actividades Clave
 - c. Asociaciones clave (proveedores y contratistas)
4. Viabilidad económica.
 - a. Estructura de costos
 - b. Fuente de Ingresos

4.3 Parámetros principales del modelo de Negocios

Para desarrollar la Viabilidad económica, se requieren identificar los siguientes parámetros:

- Costos de la inversión de la infraestructura solar (CAPEX)

Costos optimizados que la compañía posee gracias a su vasta experiencia en el desarrollo y construcción de plantas solares.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

- **Costos de Operación y Mantenimiento (OPEX)**

Costos verificados por la empresa gracias a la operación y mantenimiento con personal propio de sus 5 plantas solares desde 2012, por lo que en las primeras plantas serán considerados marginales para la compañía dado que poseen capacidad ociosa.

- **Capacidad de generación de electricidad de la planta solar:**

Para la estimación estacional de los MWh de la planta solar, se utilizan datos que maneja habitualmente la empresa de energías renovables que son modelados en cada caso con el software PVSyst (software suizo mundialmente reconocido).

- **Demandas y consumos de los emprendimientos:**

Se trabaja con datos de 3 casos testigos de fincas pudiendo extrapolar por cultivo, hectárea y región.

- **Cuadros tarifarios de electricidad de red actual local:**

Se extraen de resoluciones provinciales o de los cuadros tarifarios publicados por las propias prestatarias del servicio eléctrico (Distribuidoras y Transportistas locales).

- **Políticas de beneficios energéticos y líneas de financiamiento/créditos:**

Legislaciones nacionales, provinciales y líneas de créditos de bancos nacionales o provinciales.

4.4 Especificaciones de la Propuesta de Valor

Se trata de instalación que producen energía eléctrica a partir de un recurso renovable como lo es la energía solar fotovoltaica.

4.4.1 Recurso Solar:

Se estima que la energía que irradia el sol puede llegar a cubrir 10.000 veces el consumo energético mundial actual. De esta fuente podemos aprovechar su radiación para obtener, básicamente, calor y electricidad. El calor se logra mediante captadores o colectores térmicos, y la electricidad, a través de los denominados módulos fotovoltaicos.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

En la zona del noroeste y oeste argentino, donde se encuentra el mercado target, el recurso solar es uno de los más importantes a nivel mundial.

A continuación, se ilustra lo anterior a partir de los atlas mundiales de irradiación global y potencial eléctrico fotovoltaico generado por SolarGIS²⁶ en paralelo con Global Solar Atlas, publicado por el Grupo del Banco Mundial, financiado por ESMAP:

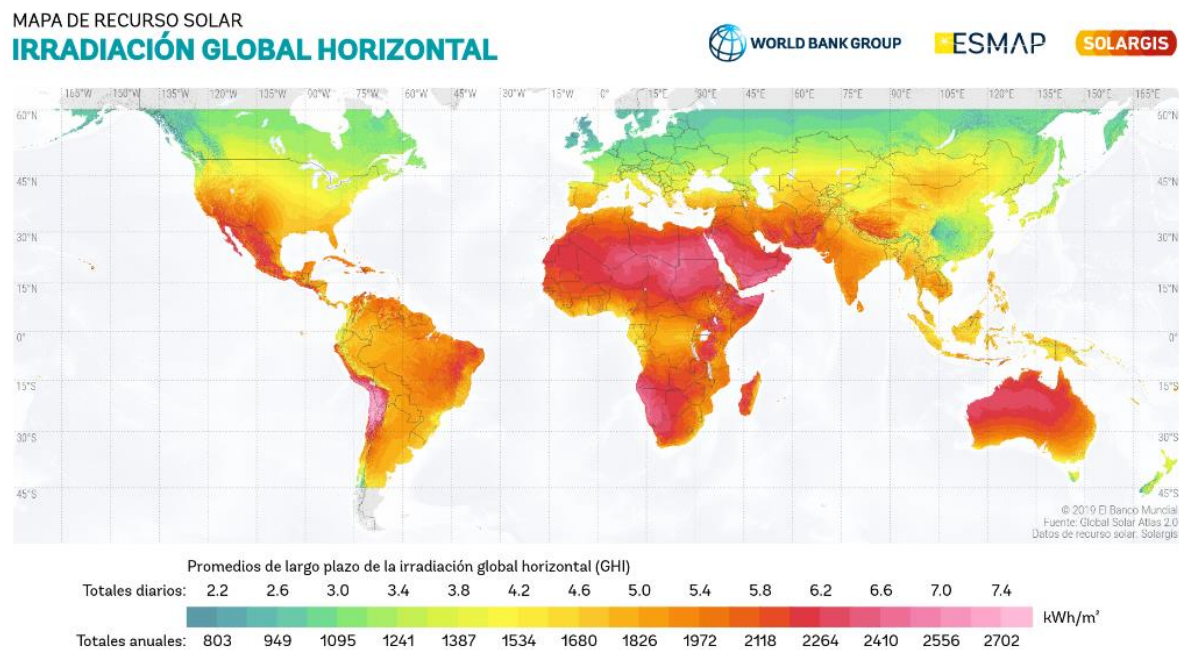


Figura 13. Fuente: The World Bank, Solar resource data: Solargis 2017

²⁶ SolarGIS es un proveedor de datos solares que posee un software para aplicaciones de energía solar y bases de datos climáticas de alta resolución, desarrolladas y mantenidas por GeoModel Solar. Específicamente, SolarGIS se deriva de los datos satelitales obtenidos a través de Meteosat y GOES, valores medios de EUMETSAT, datos atmosféricos obtenidos de ECMWF, NOAA y NCEP, que en conjunto conforman algoritmos de alto rendimiento. La base de datos SolarGIS cubre un periodo desde 1994 hasta la actualidad en Europa, África y Oriente Medio, así como desde 1999 hasta la actualidad en Asia, América del Sur y algunas regiones de América del Norte.

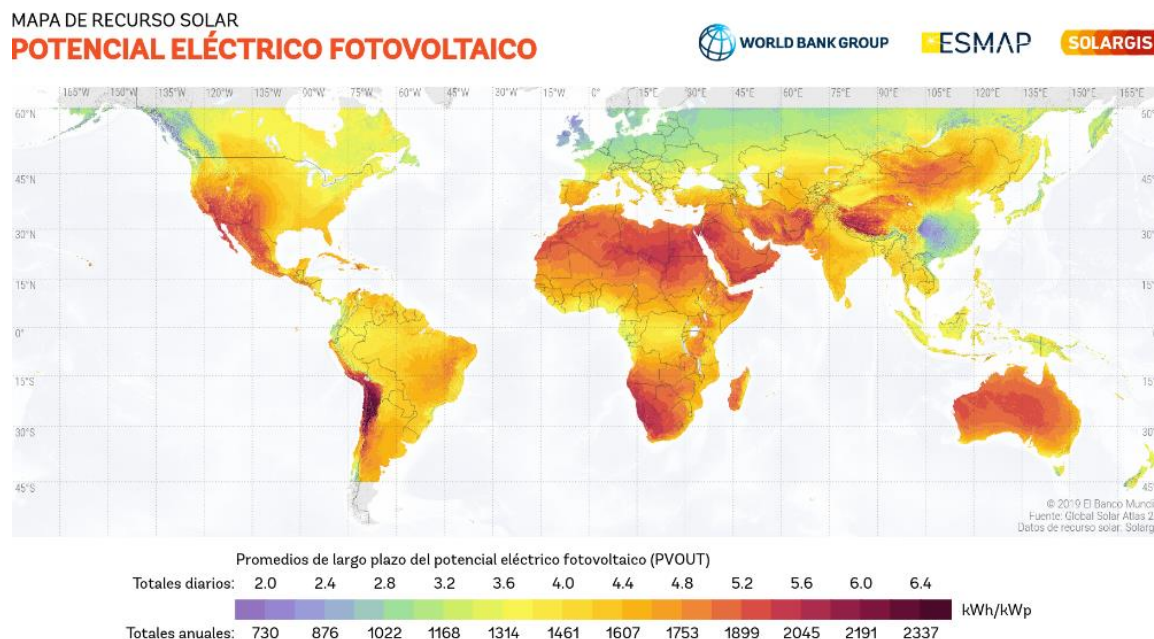


Figura 14. Fuente: The World Bank, Solar resource data: Solargis 2017

4.4.2 Energía Solar Fotovoltaica

Nuestra solución parte de la conversión de energía solar a electricidad, que se realiza a través de una célula fotoeléctrica. Una célula fotoeléctrica es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía luminosa en energía eléctrica, mediante el aprovechamiento de un proceso llamado efecto fotoeléctrico. La luz, que llega en forma de fotones, impacta sobre una superficie que, en la actualidad es construida principalmente por silicio. Éste emite electrones que -al ser capturados- producen una corriente eléctrica. Un conjunto de celdas conectadas entre sí, componen módulos o paneles solares fotovoltaicos los cuales son el principal componente de nuestro producto (instalación de generación eléctrica fotovoltaica).

4.4.3 Plantas Solares de autogeneración:

La solución, que dotará de energía eléctrica al sistema de bombas para el riego existente, se basa en una instalación solar fotovoltaica convencional. Estas instalaciones están dotadas por paneles fotovoltaicos, estructuras de soporte (fijas o móviles), inversores CC/AC, cuadros eléctricos con protecciones, un sistema de control que administre el autoconsumo o la

Business Plan – Juan Pablo Alagia

inyección de excedentes a la red, un medidor bidireccional, y si el actual suministro eléctrico es en media tensión, un transformador que elevan de baja a media.

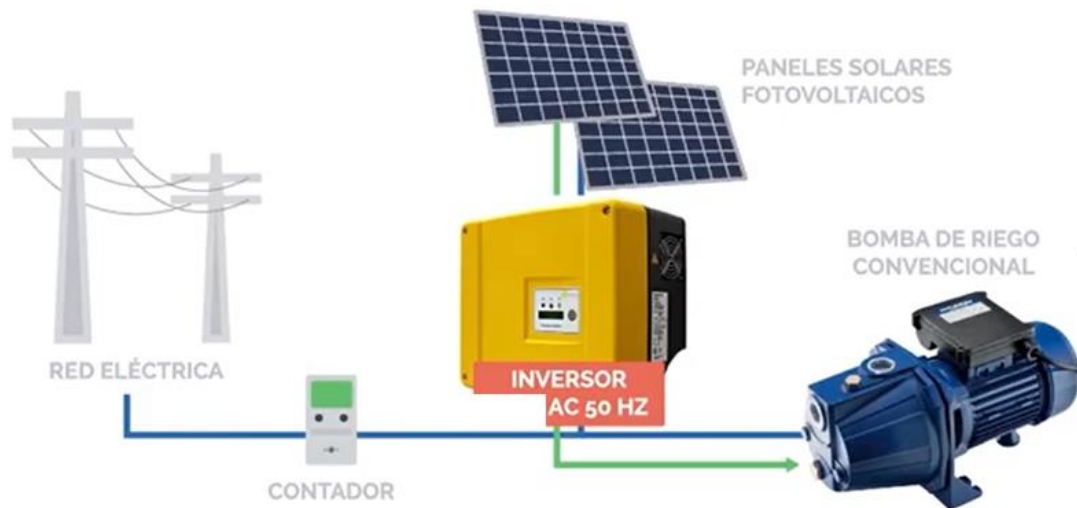


Figura 16. Esquema de solución. Fuente: <http://elementalenergy.cl/riego-fotovoltaico/>



Figura 17. Ejemplo para grupo de bombas. Fuente: <http://elementalenergy.cl/riego-fotovoltaico/>



Figura 18. Ejemplo en Chile. Fuente: <http://elementalenergy.cl/riego-fotovoltaico/>

4.5 Precios

El precio de la solución a comercializar incluye el full EPC que se brindará en el primer año; y luego el servicio de Operación y Mantenimiento por los años de vida útil de la planta.

4.5.1 Precio del EPC (Planta Llave en Mano)

En función de la propuesta de valor planteada, el servicio de EPC a comercializar, conlleva un costo que incluye la ingeniería, gestión de compras, construcción y puesta en marcha del sistema solar.

La tecnología que compone la fuente solar fotovoltaica viene evolucionando en cuanto a eficiencia, pero también en cuanto a costos:

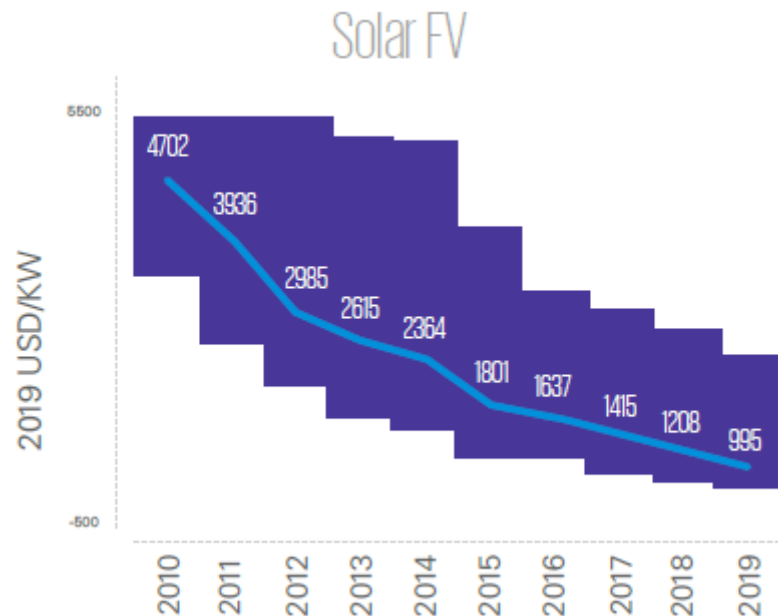


Figura 19. Evolución de costos de inversión. Fuente: IRENA (2020).

Actualmente, 2020 y lo que va de 2021 los costos han seguido descendiendo, incluso para esta escala de proyectos, entre 300 y 2.000 kW de potencia instalada. Los costos están en el rango de los 0.90 para el rango inferior y hasta 0,75 USD por cada Watt de paneles solares instalados en las plantas más grandes.

Estos valores, surgen del costeo de un caso representativo de una Finca de la provincia de Catamarca de 600 kW:

- ✓ Precios de paneles fotovoltaicos a fabricantes Tier 1²⁷ suministrados FOB²⁸ Q3-2021 exceptuados de derechos de importación por la Ley 27.191 de energías renovables.
- ✓ Precios de estructuras de seguimiento E-O (trackers) importados ya instalados por la empresa.
- ✓ Precios de Inversores de primera calidad mundial FOB

²⁷ Tier 1 de Bloomberg, es un listado de fabricantes de paneles fotovoltaicos clasificados según su “solvencia y capacidad para financiación”, y es actualizada cada 3 meses.

²⁸ FOB: Free on Board (Libre a bordo, puerto de carga convenido) Las siglas Incoterm FOB son el acrónimo de Free on Board, lo que en español quiere decir libre a bordo en, para el comercio exterior como puerto de carga convenido

Business Plan – Juan Pablo Alagia

- ✓ Equipos de media tensión suministrados por proveedores locales
- ✓ Logística internacional a precios a mediados de 2021 que rondan los 11.000 USD/HC40²⁹ China-Buenos Aires y se le adicionan seguros de transporte internacional.
- ✓ Los costos de COMEX incluyen además de los derechos de importación, la tasa estadística, los honorarios de despachante y gastos de terminal.
- ✓ La posición arancelaria de las estructuras con seguimiento o trackers tienen un impuesto de derecho de importación del 14% del precio FOB del producto; mientras que los inversores del 2%.
- ✓ Estructuras de soporte fijas son nacionales por lo que no tienen derechos de importación.
- ✓ La ingeniería, la mano de obra y gerenciamiento del proyecto se contempla con personal propio de la compañía.
- ✓ Los repuestos incluidos son los necesarios para el montaje y el primer año de planta.
- ✓ Las obras civiles de movimientos de suelo se han considerado para terrenos de hasta 2% de inclinación y vegetación baja del tipo arbustos desérticos.

Estos costos, en una instalación con estructuras de seguimiento solar Este-Oeste también conocidos como trackers, se distribuyen de la siguiente forma en el costo del EPC:

²⁹ HC40: es una forma de abreviar a los contenedores marítimos de 40 pies HC o High Cube estándar o dry van. Uno de los contenedores más comúnmente utilizados para el envío de mercancías en el ámbito del transporte marítimo internacional.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

Item	Costo Especifico (USD/KWp)
1 Paneles fotovoltaicos	USD 245
2 Estructuras de soporte	USD 110
3 Inversores y Centro Media Tensión	USD 84
4 Logística y COMEX	USD 141
5 Obra Civil, eléctrica, medición y control	USD 85
6 Repuestos	USD 1
7 Ingeniería y Estudios	USD 17
8 Mano de Obra	USD 96
9 Gerenciamiento Proyecto	USD 7
10 Seguros, gastos adm y financieros	USD 11
TOTAL	796

Figura 20: Costo específico (USD/kW) de planta solar de autoconsumo 600 kW.
Fuente: elaboración propia.

Los trackers en su mayoría son importados por lo que también es importante contemplar la opción de sustentar los paneles solares con estructuras fijas con una cierta inclinación hacia el norte.

En el caso de instalar un parque solar con estructuras fijas de origen nacional, el costo por kWp desciende unos 100 para esta escala media de proyecto, es decir que el costo de una instalación de 600 kW de potencia podría descender de los 700 USD/Wp instalado.

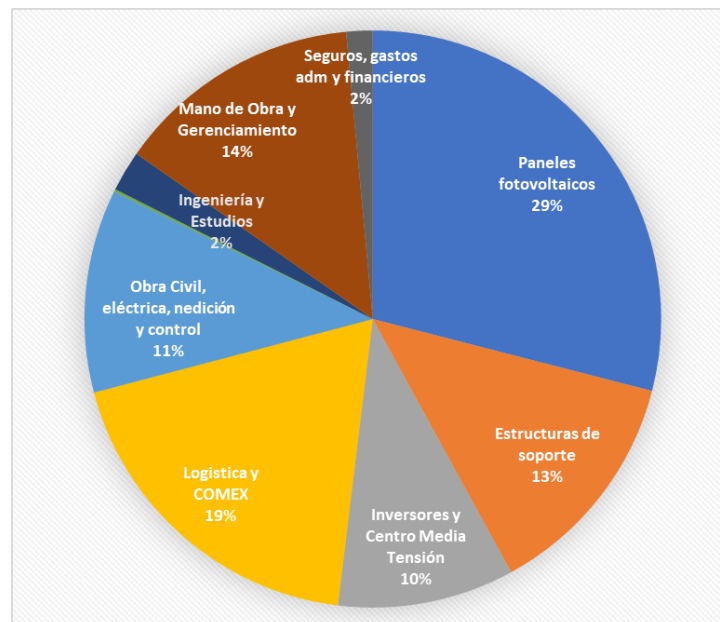


Figura 21: Proporción de ítems en el costo de una planta solar de autoconsumo.
Fuente: elaboración propia.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

Los costos anteriores de una planta de 600 kW no incluyen los siguientes ítems que son variables según el caso:

- Obras de interconexión (que dependen de cada Finca)
- Cerco perimetral a la zona de paneles (puede prescindirse)
- Obras hidráulicas
- Sala de control (no hace falta porque se comanda de forma remota)
- Seguridad física durante la etapa de obra
- Estudios de suelo
- Torres de comunicación.

Si bien anteriormente mostramos la estructura de costos, los precios van a estar determinados por aquello que esté dispuesto a pagar el cliente, que estará en línea con aquellos precios de inversión que posibiliten un período de retorno de la inversión menor a 10 años, incluyendo el financiamiento.

Sin perjuicio de lo anterior, una práctica habitual en el mercado de EPC es aplicar un pequeño margen al costo de los equipos principales por la gestión de compra (5 a 10%) que se compran a cuenta y orden del Cliente; y sobre el resto de los ítems se margina por encima del 20/30%.

También hay que contemplar el impuesto a los ingresos brutos de cada provincia y el impuesto a los débitos y créditos. Finalmente, a la compañía la ganancia se verá afectada por el impuesto a las ganancias del 35%.

Como resultado de un pricing mínimo de costo plus como el mencionado y por un efecto escala de costos fijos; con tecnología tracker³⁰, las instalaciones de la parte baja del segmento (300 a 500 kW) alcanzan precios del orden de los 1,1 USD/Wp³¹; mientras que las del

³⁰ Tracker: tecnología de estructura de soporte de paneles con seguimiento solar Este-Oeste diario.

³¹ Wp: Unidad de potencia, Vatio pico en corriente continua, medida como potencia de paneles solares instalados.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

segmento medio (500 a 1.000 kW) pueden rondar los 0,90 a 1 USD/Wp y finalmente las de mayor tamaño (1.000 a 2.000 kW) podrían venderse hasta 0,85 a 0,9 USD/Wp.

En la modalidad de estructuras fijas, si bien la capacidad de generación será menor, también serán menores los costos y por ende los precios podrían reducirse a 1,05 USD/Wp, 0,85-0,95 y 0,75-0,8 USD/Wp respectivamente.

4.5.2 Servicio de O&M

Luego, otro servicio necesario que esta unidad de negocios contempla, es el servicio anual de Operación, monitorización y Mantenimiento del parque solar.

El servicio estará brindado por personal propio emplazado en alguno de los parques solares de la compañía, los cuales se encuentran en la región de las fincas target.

El servicio de mantenimiento incluye la visita y revisión de componentes de la planta 2 días al mes, y en caso de averías menores se asegura un tiempo de reparaciones de hasta 48hs. Además, se incluye 1 limpieza anual de los paneles.

La operación es totalmente remota, incluyendo los comandos de equipos por telecontrol.

En cuanto a monitorización, se replicará de forma remota el sistema que tendrá la planta alertando en el día al responsable de la finca por cualquier anomalía. A su vez se generarán informes mensuales.

El servicio ronda los USD 10.000 anuales para las plantas del segmento medio-alto (600 a 2.000 kW) y hasta USD 6.000 para las de menor envergadura.

Estos precios podemos ofrecerlos porque surgen de un costo marginal de recursos humanos calificados que la compañía dispone en la zona para sus propias plantas.

4.6 Cuál es nuestra Propuesta de Valor y cómo es en comparación con la competencia

Nuestra propuesta de valor es una planta de autogeneración que le garantizará al cliente un autoconsumo de al menos el 60% de la electricidad que actualmente demanda el riego de sus cultivos. Nuestra compañía, a diferencia de la competencia puede hablar con conocimiento de

Business Plan – Juan Pablo Alagia

causa garantizando un producto de calidad y dentro de los costos estimados por tener experiencia en construcción y gerenciamiento de proyectos solares en la región.

Otro plus de nuestra propuesta es el servicio posventa de O&M garantizado por profesionales con al menos 3 años a cargo de plantas de la misma tecnología y establecidos en la zona con tiempos de reparación menor a 48hs.

4.7 ¿Cómo nos vería el mercado en comparación con los competidores?

La propuesta de 360 Energy es tomada por el mercado como una propuesta de calidad garantizada ya que proviene de una empresa nacional que es parte de los agentes del MEM con más 10 años de trayectoria en la industria de energías renovables, y más específicamente en parques solares de gran escala y con un core business ligado a la generación y venta de electricidad renovable al MEM a partir de sus 5 centrales ubicadas en el NOA-CUYO.

Actualmente la empresa es líder y referente en energía solar en el país, ya que ha desarrollado más de 1.000 MW en proyectos solares, ha construido unos 200 MW en los últimos 4 años y es titular (con operación propia) de unos 100 MW distribuidos en 5 plantas en 3 provincias de esta región).

El contar con recursos humanos y de mantenimiento en la zona, se ve como una garantía de respuesta en la posventa de la planta.

4.8 ¿Cómo nos posicionamos en relación con precio o diferenciación?

360 Energy es una empresa de reconocido prestigio en la industria de las energías renovables nacional y, aunque no tiene operaciones fuera del país, también es reconocida en la industria de energía solar fotovoltaica latinoamericana dado el alto grado de conocimiento de tecnólogos internacionales.

A su vez cuenta con una experiencia que le ha aportado su verticalización en la cadena de valor, con centenas de MW en desarrollo, gerenciamiento, ingeniería, construcción y operación de plantas propias como de terceros.

Otro aspecto distintivo es que ha desarrollado una amplia gama de proveedores especializados internacionales, proveedores y contratistas locales regionales.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

La experiencia en la instalación y la operación de numerosas tecnologías, hacen posible que 360 Energy sea una de las pocas empresas regionales en ser capaces de garantizar performance (PR³²) a sus clientes y esto es muy valorado como servicio posventa.

Como una garantía adicional para el mercado meta, 360 Energy cuenta con personal propio especializado que opera sus 5 plantas en la región y que puede aportar un servicio posventa de calidad.



Figura 22: Parques Solares de 360 Energy (Fuente: <http://www.360energy.com.ar/>)

La firma 360 Energy tiene una diferenciación sustancial frente a sus competidores en el NOA, y es la presencia de personal técnico en sus centrales de generación solar, que le permiten brindar servicios de O&M con una rápida respuesta y a costos marginales.

Estas características respaldan a los clientes en cuanto al éxito que deben demostrar acerca del proyecto ante agente financieros.

³² PR: Performance Ratio en inglés. Parámetro de medición del rendimiento de una instalación independiente del recurso solar imperante.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

5 EL MERCADO:

5.1 Segmento de mercado

Según se describió en el apartado 3.1.4 “El Rol de los Grandes Usuarios”, los Usuarios eléctricos con potencias demandadas mayores o iguales a 300 kW, están obligados a cumplir con las cuotas de incorporación de energía eléctrica renovable en los próximos años conforme a la Ley Nacional N° 27.191.

El cumplimiento de la ley representa un desafío, pero al mismo tiempo es una excelente oportunidad de garantizarse el suministro de energía segura en el largo plazo, a un costo competitivo y contribuyendo al cuidado del medio ambiente.

Dadas las posibilidades regulatorias; estos consumidores podrían seguir con las compras a las Distribuidoras o través de CAMMESA, bajo tarifas fluctuantes con adicionales de comercialización y administración, u optar por un rol más activo en el que además den previsibilidad de suministro y de tarifas a largo plazo.

Esto lo pueden hacer comprando a Generadores renovables que ejecuten nuevas plantas, a través de contratos en el Mercado a Término (MATER), o a través de la Autogeneración bajo el marco de la Ley de Energía Distribuida.

Respecto del segmento Residencial o Comercial, dada la magnitud de las instalaciones solares que demandarían (entre 2 a 100 kW) los precios de dichas instalaciones superarían los 1,1 USD/Wp. Esto se suma a que, en gran parte del país, las tarifas asociadas a estos electroconsumidores (T1 y T2) difícilmente superan los 45 USD/MWh. Si corremos un simple flujo de fondos para determinar el Payback con estos 2 parámetros principales (Inversión y tarifa de ahorro); se evidencia que en esta escala Residencial/Comercial; el período de retorno supera los 10 años y esta es la principal razón por la cual se descarta este mercado.

5.1.1 Grandes Consumidores Eléctricos

En este sentido, del universo de los Grandes Usuarios eléctricos del MEM, los consumidores obligados bajo la Ley mencionada serían los 3 siguientes:

- Grandes Usuarios Mayores (GUMAs),

Business Plan – Juan Pablo Alagia

- Grandes Usuarios Menores (GUMEs)
- Grandes usuarios en Distribución (GUDIs)

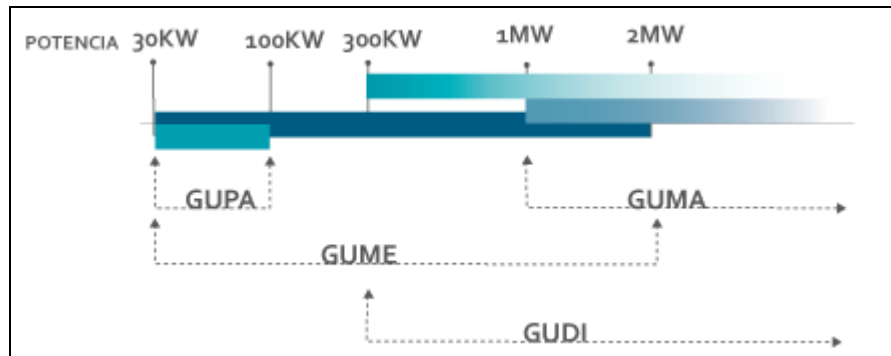


Figura 23: Segmentación de Grandes usuario del mercado eléctrico (Fuente: CAMMESA)

Los 2 primeros Grandes usuarios, además de estar registrados en el MEM, reciben 2 facturas para cada mes de consumo, la correspondiente al Generador (o CAMMESA) por potencia y energía; y la correspondiente a la Distribuidora por el servicio de peaje (o VAD).

En cambio, los GUDIs solo reciben la factura de la Distribuidora (o Cooperativa que tenga la concesión de Distribución) con ambos cargos (de acuerdo con el PEE33 de cada región).

Esta diferencia, se suma a la quita de subsidios que se determinó para los GUDIs a través de la Resolución 131/2021 (que se traduce en un aumento del PEE a partir del 1 de marzo de 2021); coincide además con la reglamentación de Energía Distribuida que circunscribe a Usuarios Generadores conectados a la red concesionada a las Distribuidoras regionales, y no así en los nodos del SADI que dependen directamente de CAMMESA o de Generadores del MEM.

5.1.1.1 Segmentación de los GUDIs

Dentro del universo de los GUDIs, como potenciales clientes, segmentaremos a los más de 6 mil usuarios, comenzando con los obligados a las metas de consumo renovable (>300 kW), que cuenten con emprendimientos productivos pujantes y radicados en zonas donde la empresa 360 Energy tenga ciertas ventajas competitivas como ser la presencia de personal

³³ PEE: Precio Estabilizado de la Energía Eléctrica

Business Plan – Juan Pablo Alagia

propio especializado y donde además el recurso de irradiación solar sea tan importante que colabore con la atraktividad de las nuevas plantas de autogeneración fotovoltaicas.

5.2 Clientes

5.2.1 Clientes Agroindustriales

Dentro del segmento meta del mercado, hay varios factores que hacen que nos focalicemos en las Fincas del NOA y CUYO.

En principio y ante la presencia de la compañía en la zona, se ha visto manifestada la necesidad a raíz de un incremento de consultas de productores olivícolas y vitivinícolas que manifestaban la inquietud de mitigar la alta participación del consumo eléctrico que significa el riego en la cadena productiva de dichos cultivos en la región.

5.2.2 ¿Por qué en NOA y CUYO?

Para estos emprendimientos agroindustriales en estas zonas, el necesario riego por goteo significa su mayor costo (entre un 30 y un 45% dentro de su estructura de costos). Este costo corresponde al consumo de energía eléctrica que posibilita la extracción de agua de napas subterráneas (entre 100 y 150 metros de profundidad) mediante bombas elevadoras y también al consumo de las bombas de impulsión o booster para presurizar de forma constante la red de goteros.

Luego, y cómo se destacó en la propuesta de valor, en Argentina contamos con zonas de excelente recurso solar a nivel mundial; y precisamente en la región donde la compañía tiene presencia de parques solares propios, es donde contamos con la mejor irradiancia y potencial:

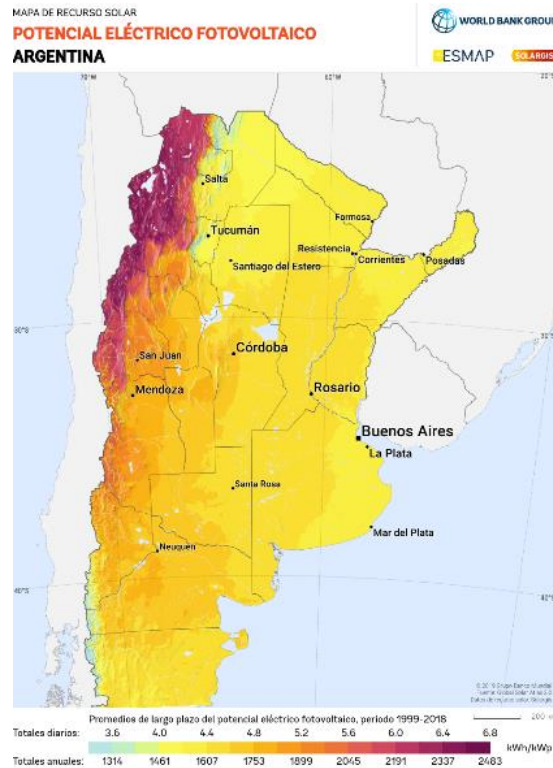


Figura 24: Fuente: The World Bank, Solar resource d 1

Sin perjuicio de lo anterior, este modelo es perfectamente replicable en cultivos de la pampa húmeda ya que los niveles de irradiancia siguen siendo muy buenos a nivel global como para que la ecuación económica financiera cierre.

5.2.3 ¿Por qué Fincas de olivo y vid?

En esta zona se encuentra en lo que mundialmente se conoce como la “franja de oro” para la vitivinicultura y la olivicultura. Gracias a las características de esta zona, se empieza a ocupar un lugar de referencia en el mundo de estos productos premium.

Características diferenciales para la producción de la región:

- Subsuelo volcánico que permite un excelente drenaje y evita problemas fitosanitarios.
- Suelo calcáreo ideal para tener mejor disponibilidad de agua.
- Abastecimiento estable y continuo de agua por acceso a napas subterráneas.
- Bajo riesgo de heladas y granizo.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

- Gran amplitud térmica que permite a la planta trabajar más horas, lo que da mayores rindes cuanti-cualitativos.
- Muy baja probabilidad de plagas y enfermedades.

Según datos de la cartera agroindustrial, la producción nacional olivícola se desarrolla principalmente en Catamarca, que ocupa el primer lugar en términos de hectáreas implantadas con olivares en el país y concentra el 27% del total, seguida por La Rioja, con un 26%, San Juan con el 24,6% y Mendoza con el 16,8%. El restante 4,6% se lo distribuyen Buenos Aires entre otras provincias con menor participación.

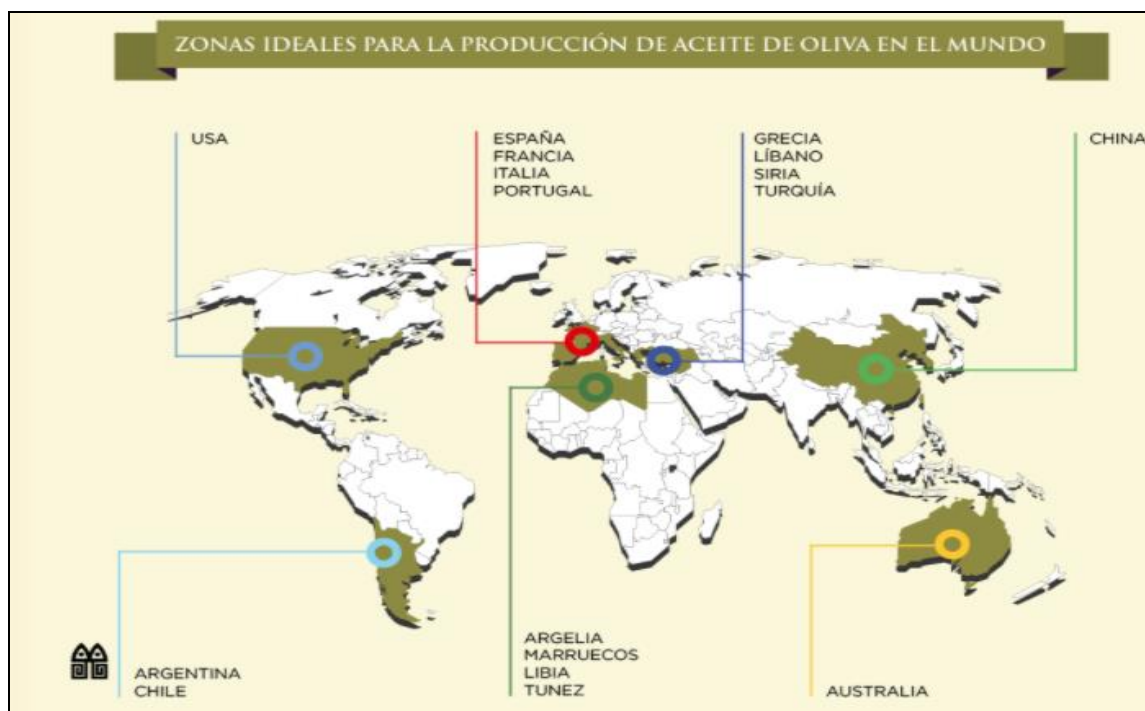


Figura 25: Fuente: Web Altos Tinogasta <http://altosdetinogasta.com/realestate/proyecto/>

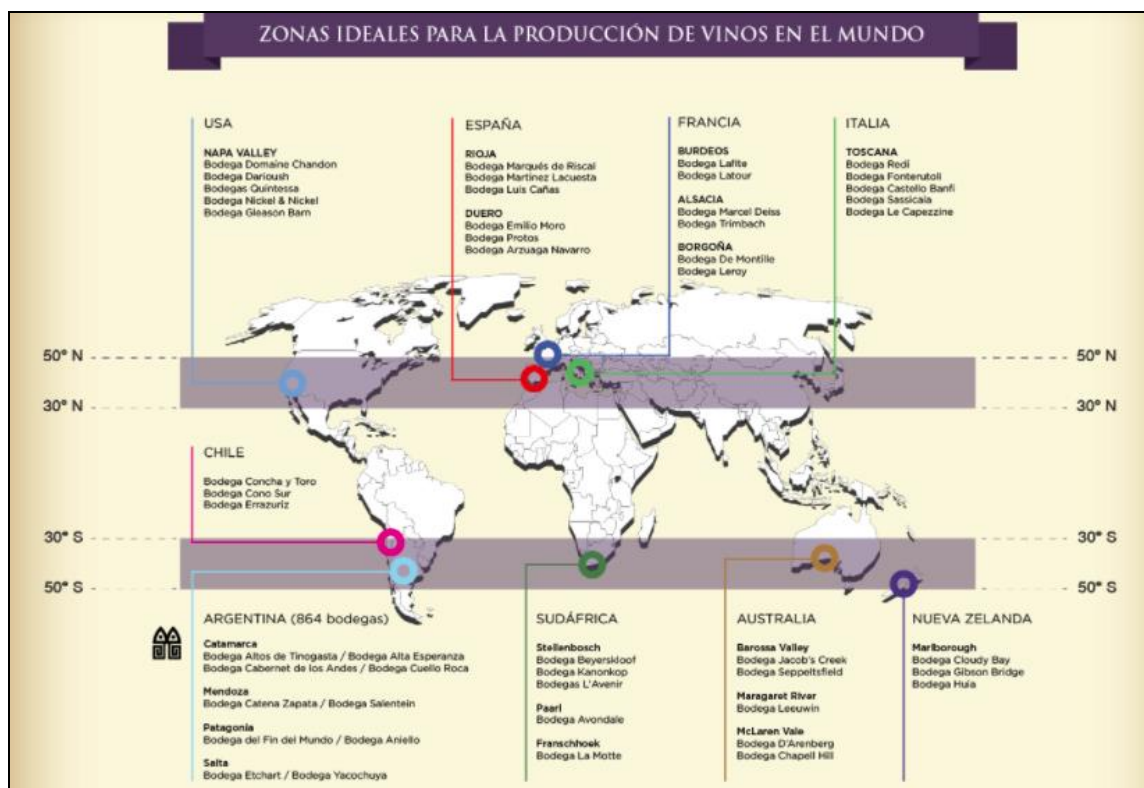


Figura 26: Fuente: Web Altos Tinogasta <http://altosdetinogasta.com/realestate/proyecto/>

5.2.4 Caracterización del mercado del olivo y la vid:

En el último período 2019/2020 se incrementó el consumo de vino de alta y media gama, desplazando a los vinos de mesa tradicionales. Los vinos jóvenes como los que surgen en estas latitudes son considerados como los vinos del nuevo mundo, que ganaron y siguen ganando presencia en las góndolas internacionales (BID, 2020).

El aceite de oliva es un producto milenario que ha sido utilizado desde las primeras civilizaciones, no sólo en lo que tiene que ver con los alimentos sino también en mercados como el de la medicina y la estética. En los últimos tiempos, y a nivel mundial, tiene un incremento del consumo que ronda el 5% anual, mientras que el incremento de las superficies plantadas crece a razón de un 3% anual, lo que produce una demanda insatisfecha que ha impulsado el precio internacional de u\$d 2.500 por tonelada a u\$d 4.000 aproximadamente (CFI, 2011).

Business Plan – Juan Pablo Alagia

El actual negocio de estas Fincas mayores a 300 Has, está fuertemente dominado por la exportación de sus productos y se caracteriza de la siguiente forma:

- Facturación anual promedio: 2.700 a 3.000 USD/Hectárea implantada
- Costo directo producción promedio: 1.700 USD/Hectárea*año
- Costo electricidad: 500 a 700 USD/Hectárea*año

5.2.5 Dimensionamiento del Mercado

En función de las hectáreas implantadas de estos 2 cultivos en Argentina, podemos dimensionar la potencia de instalaciones solares que podría demandar este mercado.

Una equivalencia promedio de esta zona, puede rondar en los 2 kW de paneles solares por hectárea de olivo o vid implantada (INTA, 2009).

Si tenemos en cuenta que, en 2018, en estas 2 regiones se contaba con unas 80.000 hectáreas implantadas de Olivo (Ministerio Agricultura, 2020) y más de 180.000 de viñedos solo en Mendoza y San Juan (CUYO) (Agroindustria, 2019), podemos suponer al menos en esta zona, un mercado de 520.000 kW (520 MW) de energía solar fotovoltaica.

5.2.6 Escalabilidad

Si consideramos que las hectáreas implantadas en el país vienen creciendo a raíz del 3% anual, aun cuando el consumo lo viene haciendo al 5% anual, podemos suponer un crecimiento similar en la necesidad energética a partir de instalaciones que pueden modularse y escalarse desde 100 kW a varios cientos de kW.

En conclusión, en un escenario pesimista en la que no se implanten más hectáreas de dichos cultivos, la demanda en los próximos 3 años sería de los 520.000 kW mencionados y en un escenario optimista en el que la implantación acompañe al consumo, una demanda de casi 550.000 kW, lo que con un precio medio expuesto en el apartado 4.5, tendríamos un potencial negocio de 550 millones de dólares en plantas solares a construir y unos 5,5 millones anuales en servicios de operación y mantenimiento (considerando un servicio anual promedio de 10 USD/kW).

5.3 Barreras de Entrada

5.3.1 ¿Está el cliente comprando lo que ofrecemos?

Sondeos de la compañía en el mercado, denotan un crecimiento en las instalaciones de bombeo solar³⁴, y una muestra de ello es que el programa PERMER³⁵ de la Secretaría de Energía de Nación está llevando adelante este año una inversión en 1.574 de estos sistemas distribuidos en las provincias de Catamarca, Chaco, Córdoba, Jujuy, La Pampa, La Rioja, Neuquén, Río Negro, San Juan y Tucumán, beneficiando a 3.000 productores (Agro.com.ar, 2021).

Entre las instalaciones de bombeo solar, podemos también ejemplificar una instalación de 30 kW (30 paneles de 330 W), efectuada por la empresa “Solaria”, para una finca olivícola de 30 Has en Pocito, San Juan (Diario Cuyo, 2019). La misma arrojó los siguientes números:

- \$ARS 30.000 es el costo de regar con electrobomba y goteo 6 Has de vid en Chimbas.
- \$ARS 500.000 es el costo de una electrobomba de 15 Hp + 100.000 de instalación.
- \$ARS 3 millones es el costo de una perforación a unos 300 m de profundidad.
- USD 50.000 fue el precio de la instalación de 30 kW efectuada (1,67 USD/Wp).

Respecto a instalaciones como las que estamos analizando, mayores a 45 kW solares fotovoltaicas que alimentan de electricidad a las bombas de riego convencionales en corriente alterna (AC), se empiezan a vislumbrar en la región NOA y CUYO algunas experiencias como por ejemplo la del establecimiento “Altos de Tinogasta” que recientemente han recurrido a los servicios de puesta en marcha de nuestra compañía para habilitar una instalación solar de 600 kW para el riego de sus 360 hectáreas de olivos y viñedos (diario La Nación, 2020).

³⁴ Bombeo Solar: instalaciones solares de hasta 45 kW que alimentan directamente en corriente continua a bombas de agua

³⁵ PERMER: Programa de Energías Renovables en Mercados Rurales de la Secretaría de Energía de Nación.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

En este caso, los propietarios de esta Finca se constituyeron como Autogeneradores Distribuidos del MEM y no ingresaron al encuadre y beneficios de la Ley de Energía Distribuida 27.427.

Otro caso de éxito para emprendimientos agrícolas es la Finca chilena “Agrícola Los Hualles”. Aquí se instalaron 140 kW de paneles solares para el riego de cultivos de arándanos, manzanas, avellanas, kiwis y cerezas desde enero 2021 cubriendo un 65% de sus consumos eléctricos (Magazine.com, 2021))



Figura 27: Instalación Finca Los Hualles” Fuente: PV-Magazine

5.3.2 Evaluación del entorno externo

A través del modelo de Fuerzas de Porter evaluamos la situación de la compañía respecto a 6 aspectos y valuamos cada uno de ellos según suponemos su tendencia en los próximos años.

Los 6 aspectos a evaluar en el nuevo negocio son:

1. Nuevos competidores entrantes
2. Poder de los proveedores

Business Plan – Juan Pablo Alagia

3. Rivalidad Competitiva
4. Poder de los Clientes
5. Productos Sustitutos
6. Regulaciones e intervenciones

Las flechas amarillas indican la estimación de la tendencia de cada aspecto, mientras que los círculos llenos, indican mayor amenaza para la compañía:

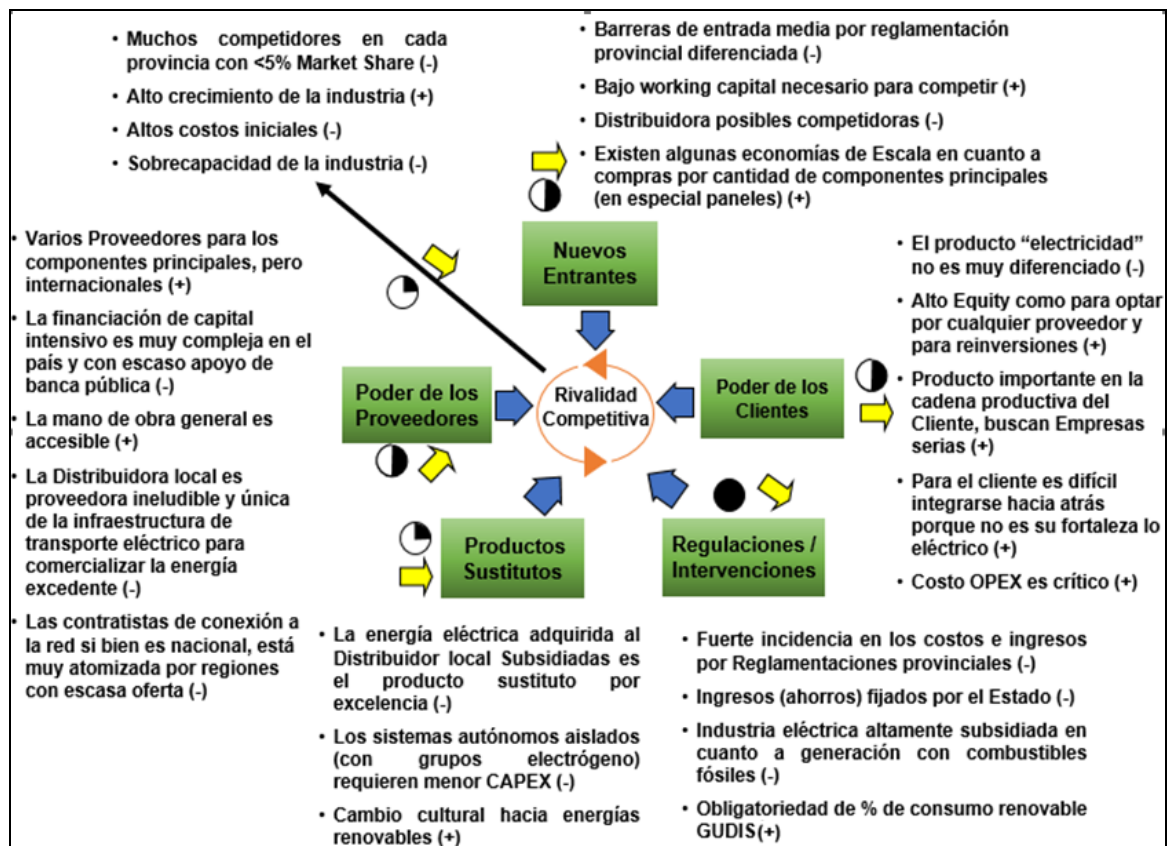


Figura 28: Evaluación del entorno Fuente: elaboración propia.

La conclusión a la que se llega es que, si bien hay una decena de competidores en el país, 360 Energy tiene un posicionamiento de Marca y fundamentalmente una fuerte presencia en la industria solar que le da un carácter diferenciador. No obstante, este segmento particular presenta grandes desafíos para todos, entre ellos un gran CAPEX intensivo,

Business Plan – Juan Pablo Alagia

financiación limitada, un OPEX crítico, Distribuidoras que representan un stakeholder complejo e ineludible; y un producto sustituto históricamente subsidiado (electricidad de Red).

La firma 360 Energy tiene experiencia en los desafíos planteados con la diferenciación sustancial del servicio de O&M frente a sus competidores en el NOA y Cuyo.

6 PLAN ORGANIZACIONAL y RECURSOS:

En 2020, dado que se ha estancado la incorporación de plantas de energías renovables por parte del mercado eléctrico mayorista; la demanda de energía, renovable en particular, no dejará de crecer; y las autoridades energéticas nacionales han vuelto a incentivar las figuras de autogeneradores distribuidos permitiendo la vuelta de los contratos a término entre privados para la comercialización de energía eléctrica (también teniendo como objetivo alcanzar las metas de la Ley Nacional 27.191 de energías renovables en el marco del compromiso del Acuerdo de París de 2015); los accionistas y el Directorio de la compañía, han coincidido en incorporar en la estrategia de la firma para los próximos años, el mercado de energía distribuida.

Definido el nuevo rumbo, el mercado de fincas del NOA y CUYO podría significar en poco tiempo, más de 2 veces la potencia ya construida por la firma en los últimos años.

Esta nueva Unidad de Negocios, cambiaría el foco del producto a vender, ya que sus nuevos productos serán instalaciones de autogeneración de energía solar eléctrica distribuida, pero el mayor desafío es cambiar el mercado target compuesto principalmente de usuarios privados titulares de emprendimientos productivos agrícolas donde tengan a la electricidad, como uno de sus principales insumos.

6.1 Estrategia de Capacidades

Se han evaluado las capacidades que se requieren para posicionarse en este nuevo negocio para cada uno de los factores críticos que demanda el mercado.

En este sentido nuestra compañía se encuentra de la siguiente manera en cada casillero:

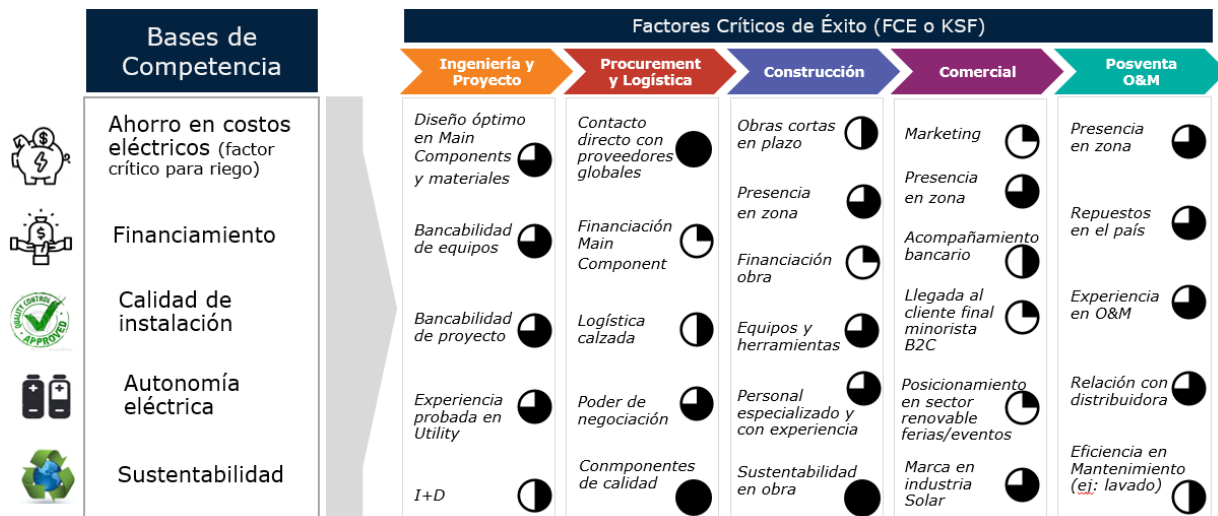


Figura 29: Estrategia de capacidades. Fuente: elaboración propia.

El cliente target está segmentado en Fincas del NOA-CUYO con consumos >1 GWh/año con limitado acceso al financiamiento para inversiones de capital intensivo, con el objetivo de lograr cierta autonomía de la Distribuidora eléctrica local y de una tarifa insosteniblemente baja.

Nuestra firma si bien tiene fortalezas técnicas y de experiencia; deberá trabajar en aspectos comerciales y de mecanismos de acompañamiento o facilidades financieras.

6.2 Lineamientos estratégicos Organizacionales y de Recursos

Entendiendo las capacidades actuales, los factores críticos y el horizonte planteado, se expone un análisis de radar de las adaptaciones que deberá llevar adelante la compañía.

La línea punteada verde es el estado actual de la compañía y la violeta es el horizonte que apuntar:

Business Plan – Juan Pablo Alagia

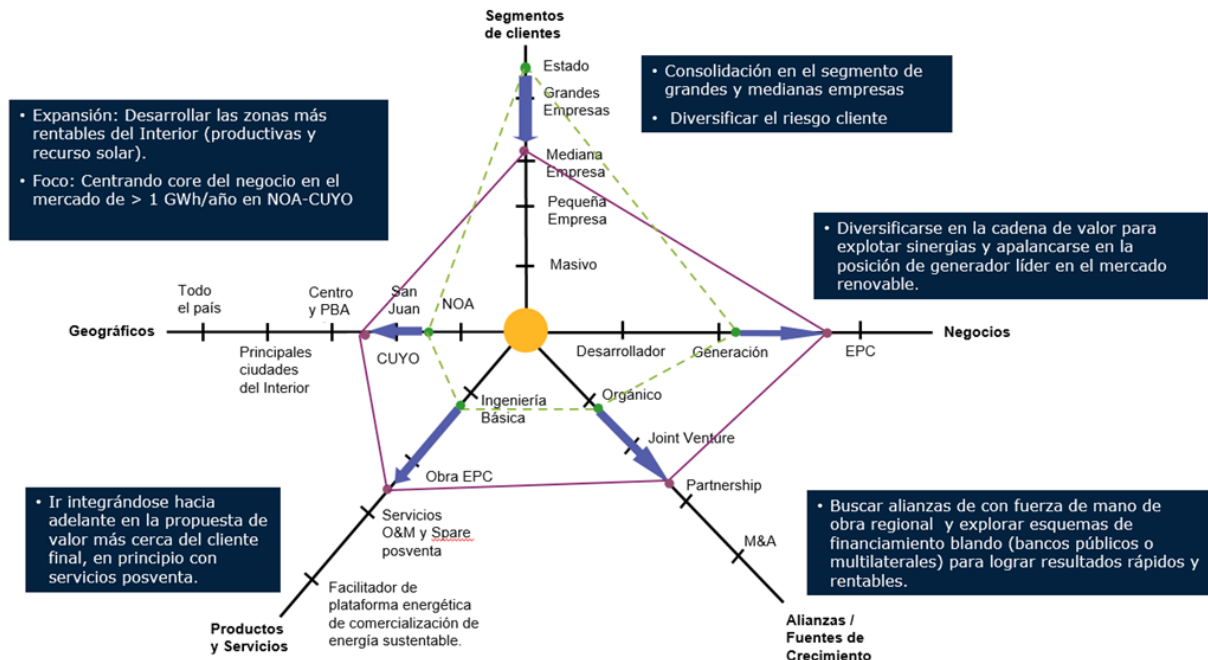


Figura 30: Lineamientos estratégicos. Fuente: elaboración propia

6.3 ¿Cuál es el organigrama de la empresa?

Si bien el core de la empresa hoy es la venta de energía eléctrica a CAMMESA a partir de sus centrales solares; tiene una división de nuevos desarrollos a partir de la cual se liderará esta nueva unidad de negocios, que junto con las áreas de Operaciones, Obras y Abastecimiento; llevarán adelante las nuevas centrales de autoconsumo para nuevos clientes.



Figura 31: Organigrama de Direcciones y Gerencias. Fuente: Web 360 Energy

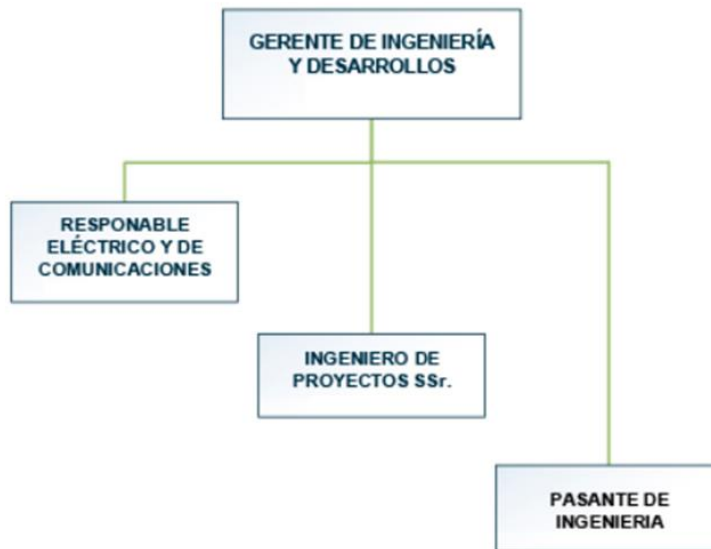


Figura 32: Organigrama de Gerencia de Ingeniería y Desarrollos. Fuente: Web 360 Energy

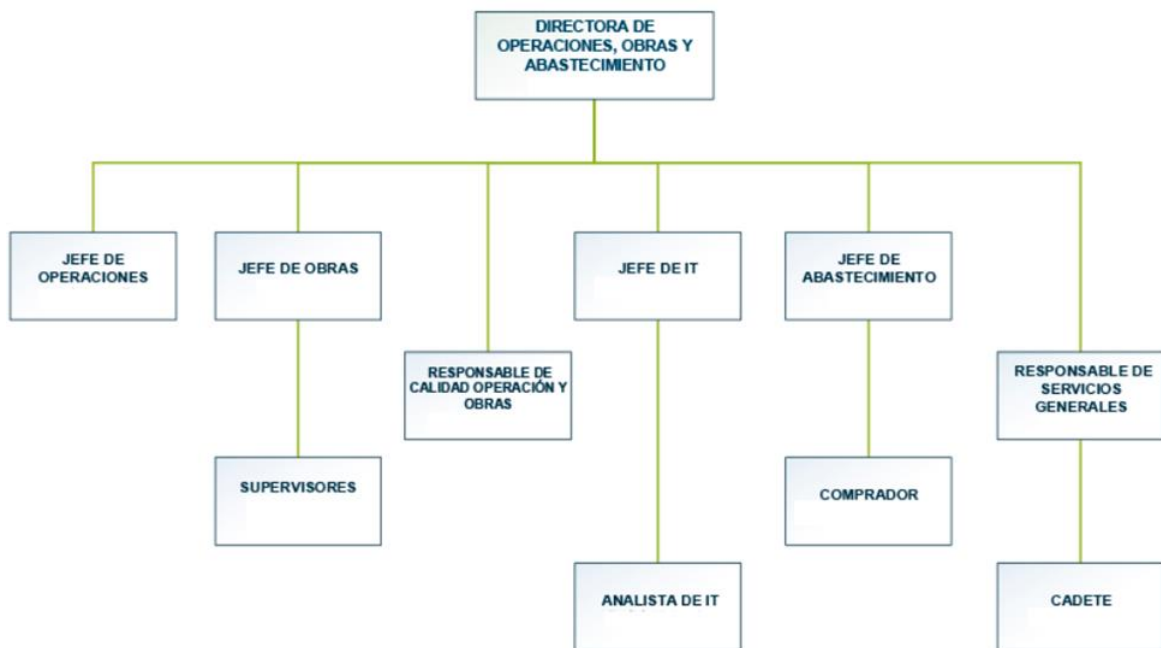


Figura 33: Organigrama de Dirección de Operaciones, Obras y Abastecimiento. Fuente: Web 360 Energy

Finalmente, el organigrama del personal de operación y mantenimiento en la región NOA-CUYO, se divide entre los siguientes parques solares con una dotación de entre 4 y 6 personas por sitio.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

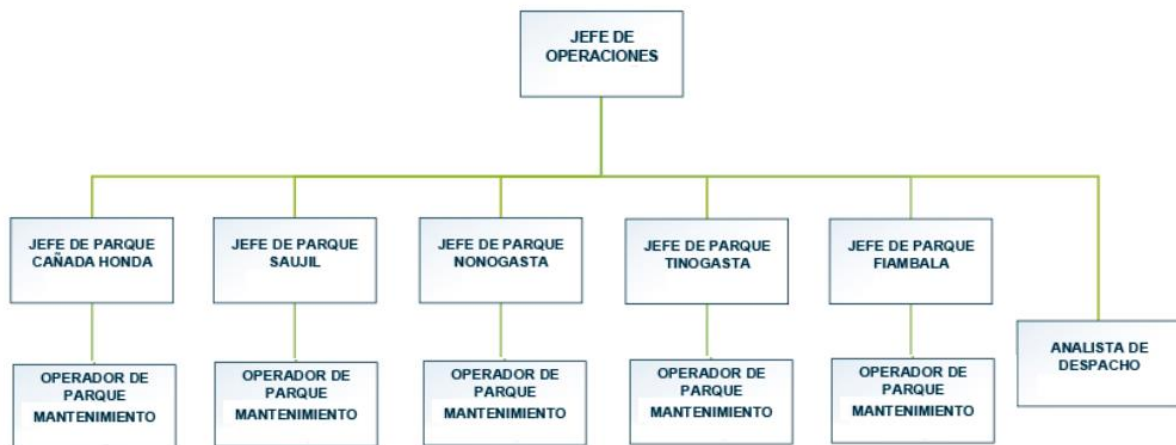


Figura 34: Organigrama de área de Operación y Mantenimiento. Fuente: Web 360 Energy



Figura 35: Mapa con ubicación de parques solares de la compañía. Fuente: Web 360 Energy

6.4 Estructura de cada proyecto

Para una meta inicial de construir unas 5 o 6 plantas solares al año, el organigrama planteado es el siguiente:

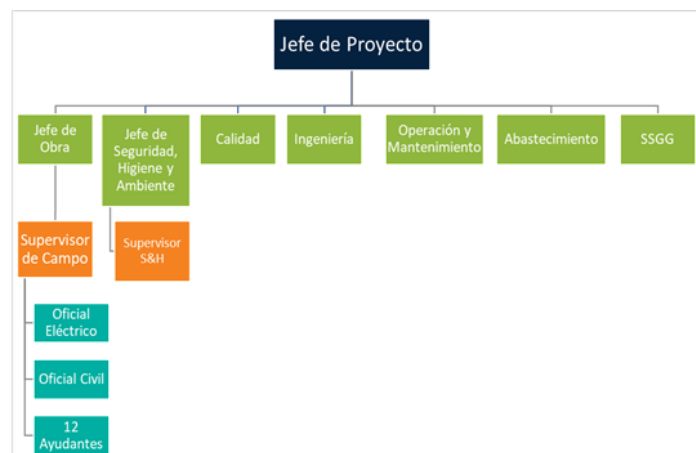


Figura 36: Organigrama de personal directamente involucrada a los proyectos de esta nueva unidad de negocios. Fuente: elaboración propia

Business Plan – Juan Pablo Alagia

6.5 Puestos Clave, Alianzas y Actividades Tercerizadas

Entre los puestos clave de esta unidad de negocios se encuentran el referente comercial para concretar las ventas; mientras que para el diseño y la obra son muy importantes el responsable de Ingeniería y el Jefe de Obra. Finalmente, para la etapa de posventa, el responsable zonal de operación y mantenimiento es fundamental para completar los servicios integrales de la unidad.

La compañía posee personas idóneas y con al menos 4 años de experiencia en los puestos de diseño, obra y operación y mantenimiento, encontrándose estos entre los más calificados en la industria solar argentina.

Sin perjuicio de lo anterior, en lo que respecta a la parte comercial, la firma no cuenta con una persona para dicho rol, y por ende debe salir a cubrir esta posición, pero entiende que son posiciones con mayor oferta en el mercado laboral nacional que además requiere una corta curva de capacitación.

En cuanto a las alianzas y actividades a tercerizar, si bien la compañía tiene la capacidad técnica para tomarlo in house, la estrategia a llevar a cabo en base a la experiencia de los 5 parques construidos en las 3 provincias, indica que la obra de conexión a la red eléctrica existente, es conveniente tercerizarla asociándose con pequeñas empresas del rubro electromecánico con probada relación con la Distribuidora eléctrica local.

6.6 Forma legal elegida para la empresa

La figura legal en una primera etapa seguirá siendo una sociedad anónima S.A. existente del grupo 360 Energy que ya tiene como objeto estatutario el desarrollo, diseño, construcción y servicios de O&M.

La razón inicialmente es aprovechar la marca que ya tiene en el mercado dicha sociedad y la estructura, sin crear una nueva sociedad que demande mayores cargas administrativas en una estructura que se pretende mantener acotada en el primer año de lanzamiento.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

En una segunda etapa y de conseguirse los objetivos de volúmenes a plantear en el primer año, se avanzará con una sociedad anónima independiente con cierta autonomía, que le permita agilizar los procesos aprobatorios que demandará el crecimiento de servicios y clientes.

7 ANÁLISIS Y PLAN FINANCIERO:

7.1 Objetivos del Plan Financiero

El plan financiero de esta nueva unidad de negocios se centra en analizar y determinar la viabilidad de llevar adelante el siguiente objetivo de obras y servicios a comercializar en el mercado meta identificado en el apartado 5.2 de Clientes:

1° año (2022): Construcción de 2 plantas solares para 2 Fincas medianas (entre 600 y 800 kW). Esto se traduce en unos 1.500 kW, es decir los USD 1,5 millones facturados y unos USD 5 mil de ingresos por servicios de O&M equivalentes a los 6 meses de la primera planta a finalizar en junio 2022.

Siguientes 3 años: Construcción de otras 10 plantas solares construidas y operando. Esto se traduciría en unos 7.200 kW de potencia instalada (promedio de 600 kW por finca), es decir unos USD 6 millones facturados por construcción y otros USD 200 mil de ingresos por servicios de O&M en los 3 años (considerando las 2 fincas del primer año, otras 4 el segundo y las 6 restantes, en el tercero).

Entendiendo que el objetivo del primer año marcará el rumbo comercial de los siguientes 3 años, y que en el año 1 se pretende concretar 2 sólidos proyectos que marquen confianza en la tecnología del resto del mercado; el análisis siguiente se focalizará en demostrar la viabilidad económica financiera de un par de plantas solares para fincas representativas.

El análisis siguiente se ha realizado para 3 Fincas de diferentes tamaños, en diferentes localizaciones y diferentes cultivos.

Finca	Ubicación	Cultivo	Has cultivadas
Finca A	Catamarca	Olivo	400
Finca B	Catamarca	Olivo	1300
Finca C	Mendoza	Viñedo	900

Figura 37: Datos de Fincas analizadas. Fuente: elaboración propia

7.2 Principales Variables y Supuestos

Como se describió en el apartado 4.3, las principales variables y parámetros para el análisis económico financiero son los siguientes:

- I. Demandas y consumos de los emprendimientos
- II. Capacidad de generación de electricidad de la planta solar
- III. Adaptabilidad del producto para el autoconsumo
- IV. Costos de la inversión de la infraestructura solar (CAPEX)
- V. Costos de Operación y Mantenimiento (OPEX)
- VI. Cuadros tarifarios de electricidad de red actual local
- VII. Políticas de beneficios energéticos y líneas de financiamiento/créditos

De ellas, analizaremos los aspectos que se traducen directamente al análisis financiero:

7.2.1 Demandas y consumos de los emprendimientos

La prospección de las fincas una vez que el potencial cliente está interesado conceptualmente con el producto, es el análisis de sus últimas 12 facturas mensuales del servicio eléctrico (o en su defecto de algún otro período representativo de todos los meses de un año típico). Allí analizamos en primer lugar los consumos de energía activa, así como la potencia contratada y requerida en cada mes del año último o el que supondremos que al menos se mantenga en el futuro de la finca.

Cabe aclarar que los sistemas fotovoltaicos también podrían contribuir positivamente a la energía reactiva, pero como depende de los equipos de la unidad productiva de la Finca, no se ha tenido en cuenta para este análisis.

FINCA	Superficie Cultivos Has.	Potencia Máx Contratada actual (kW)	Energía Anual Consumida (MWh/año)			
			Punta (18-23hs)	Valle (23-06hs)	Resto (06-18hs)	Total
Finca A	400	622	36	1,012	594	1,642
Finca B	1,300	1,450	654	1,702	769	3,125
				Alta (14-23hs)	Baja (23-14hs)	
Finca C	900	935		1,283	1,411	2,694

Figura 38: Consumos eléctricos 2019 de Fincas analizadas. Fuente: Facturas ECSAPEM y EDEMSEA

Si bien los valores acumulados arrojan datos anuales de las fincas, también es interesante entender la estacionalidad de los consumos en este tipo de emprendimientos donde en los meses de veranos se riega las 24 hs, mientras que en los meses de invierno ciertos días se prescinde del suministro de agua para los cultivos. En el medio, las horas diarias de riego son variables dependiendo del mes del año y del cultivo.

A modo de ejemplo se expone la estacionalidad de la Finca “A”, aclarando que se constató gran similitud en las otras 2 fincas analizadas.

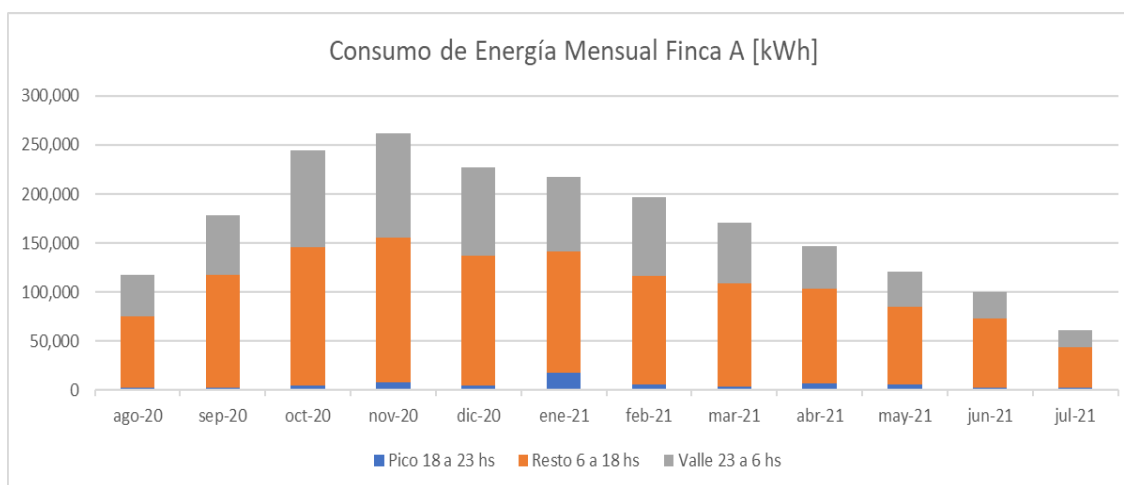


Figura 39: Estacionalidad de Consumos eléctricos. Fuente: Facturas ECSAPEM Finca A

7.2.2 Capacidad de generación de electricidad de la planta solar, CAPEX y OPEX

El criterio de dimensionamiento de una planta solar de autogeneración conectada a la red actual, para poder volcar excedentes a la misma como se mencionó en el apartado 4.6; es aquel que maximice la energía que la finca consume en el año, siempre y cuando la actual

Business Plan – Juan Pablo Alagia

potencia contratada máxima, no limite la capacidad de la nueva planta solar (Ley Energía Distribuida N°27.427).

La capacidad a instalar en cada caso, depende entonces de:

- Consumo energía activa anual (kWh/año) (descrito en el punto anterior)
- Potencia máxima contratada (kW/mes) (descrito en el punto anterior)
- Recurso solar de cada sitio
- Tecnología de seguimiento solar (fijo o tracker móvil E-O)
- Superficie disponible para la instalación solar

Este último aspecto no suele ser un impedimento en este sector agrícola ya que por cada 100 kW de estructura fija se deben considerar 0.2 Has y para tracker unas 0.25 Has. En este sentido para las fincas de mayor tamaño, deberíamos considerar a lo sumo unas 4 Has para instalaciones solares con estructuras de soporte fijas y unas 5 Has para sistemas con seguimiento tracker.

En este sentido las dimensiones de las plantas para las 3 fincas resultaron las siguientes:

FINCA	Recurso Solar GIH (kWh/m2)	Tecnología de seguimiento	Potencia Solar (KWp)	Generación Anual (MWh)	Precio Unitario (USD/Wp)	CAPEX (USD)
Finca A	2071	Fija	620	1,075	0.87	539,400
		Tracker	620	1,374	0.98	607,600
Finca B	1941	Fija	1,480	2,405	0.78	1,154,400
		Tracker	1,478	3,070	0.9	1,330,200
Finca C	1831	Fija	930	1,426	0.85	790,500
		Tracker	924	1,810	0.95	877,800

Figura 40: Capacidad de Instalación Solar y CAPEX. Fuente: Elaboración propia.

A modo de referencia se Anexan las simulaciones de cálculo de producción para ambos casos de la Finca A.

7.2.3 Adaptabilidad del producto para el autoconsumo

Analizando los actuales perfiles de consumos diarios típicos en cada mes de la Finca A, distribuyendo linealmente los consumos por rango horario; y comparándolos con la

Business Plan – Juan Pablo Alagia

capacidad de generación del parque solar dimensionado en el punto anterior en la alternativa de tracker, se observa las siguientes combinaciones de consumo (naranja) / generación (azul):

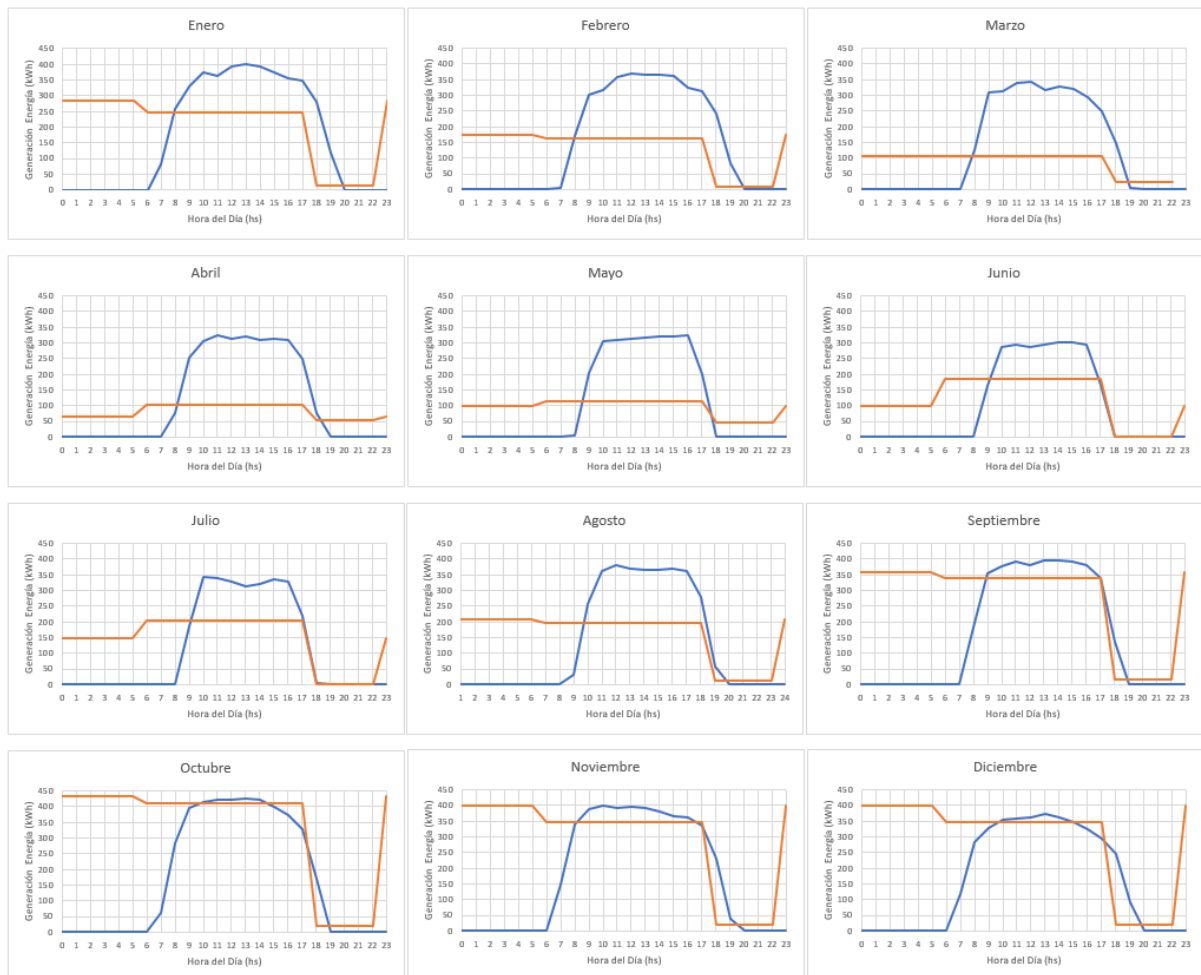


Figura 41: Perfiles de Consumos y generación eléctrica Finca A. Fuente: Elaboración propia

Si bien la estacionalidad mensual entre el consumo y la oferta del parque solar son análogas (ambos crecen en verano y decrecen en invierno), estos gráficos evidencian como es la estacionalidad diaria promedio típica dentro de cada mes del año. Otro punto que destacar en el actual consumo de las fincas es que merman en todos los meses del año merman el consumo en las horas pico dado que la tarifa es algo mayor en ese rango horario.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

Finalmente, integrado estas curvas diarias, se aprecia la cobertura horaria del parque solar arrojando un autoconsumo que ronda el 37% en junio y aumenta al 57% los meses de primavera-verano. El total anual es de un 53% de autoconsumo anual, mientras que el restante 47% desfasado, se consumiría directamente de la red eléctrica existente provista por la Distribuidora local. A pesar de este desfasaje, gran parte de estos MWh serán compensados en momentos en que la finca prescindiera de electricidad y la instalación solar la esté generando hacia la red.

Sin perjuicio de lo anterior y trabajando con las Fincas, se puede cambiar el perfil diario de riego hasta lograr un cubrimiento del 70% en autoconsumo, y por ende un 30% excedente, se exportaría a la red.

A fines de la modelación financiera, el primero formará parte del escenario pesimista, mientras que el segundo será parte del optimista.

7.2.4 Cuadros tarifarios de electricidad de red actual local

Se han analizado los casos de Fincas en las provincias de Catamarca y Mendoza, y consecuentemente los cuadros tarifarios de ambas provincias para la categoría de usuarios “RIEGO AGRÍCOLA CON CONSUMOS IGUALES O MAYORES A 300 KW” en Media Tensión.

A su vez, como cada cuadro tarifario tiene tarifas (Gi) distintas para sus distintos rangos horarios para los cargos variables (MEM en el cuadro de ECSAPEM).

T4	RIEGO AGRICOLA CON CONSUMOS IGUALES O MAYORES A 300 KW						
	Nivel de Tensión de Suministro:	Baja Tensión			Media Tensión		
	UNIDAD	VAD	MEM	TOTAL	VAD	MEM	TOTAL
Por Capacidad de Suministro Contratada en Hs. Pico MEM	\$/KW-MES	0.00	156.49	156.49	0.00	129.06	129.06
Por Capacidad de Suministro Contratada en Hs. Pico Exced.	\$/KW-MES	957.93	0.00	957.93	372.60	0.00	372.60
Por Capacidad de Suministro Contratada en Hs. F. de Pico Exced	\$/KW-MES	595.17	0.00	595.17	433.76	0.00	433.76
Cargo Fijo	\$/MES	1686.83	0.00	1,686.83	1,730.68	0.00	1,730.68
Cargo Variable por Consumo de Energía							
Periodo Horas Punta	\$/KWh.	4.9523	6.9299	11.8822	1.7115	6.2984	8.0099
Periodo Horas Resto	\$/KWh.	4.9523	6.6390	11.5913	1.7115	6.0340	7.7455
Periodo Horas Valle Nocturno	\$/KWh.	4.9523	6.3469	11.2992	1.7115	5.7685	7.4800
Por Consumo de Energía Reactiva							
Rec. por C/KVAR excedido P/Pot.>100kW cos fi>= 0,85	\$/KVAR			0.01			
Rec. por C/KVAR excedido P/Pot.>100kW cos fi>= 0,95	\$/KVAR			0.01			

Figura 42: Extracto de Cuadro Tarifario ECSAPEM Julio 2021. Fuente: RES. EnRe Prov. N° 066-21

Riego Agrícola					
Media Tensión					
Concepto	Unidad	Tarifa de Referencia		Pago Distribuidora	Energía Volcada
		Riego Agrícola	Comp. Dec. 008/2021		
Potencias menores a 300 kw					
Cargo de Fijo	\$/Mes	-	-	10647.692	-
Uso de Red	\$/kW - Mes	-	-	91.678	-
Consumo de Energía					
- Alta 14hs. a 23hs.	\$/kWh	10.0079	3.5144	3.7744	2.5112
- Baja 23hs. a 14hs.	\$/kWh	3.7966	1.2834	2.4526	2.4077
Potencias desde 300 kw					
Cargo de Fijo	\$/Mes	-	-	10647.692	-
Uso de Red	\$/kW - Mes	-	-	91.678	-
Consumo de Energía					
- Alta 14hs. a 23hs.	\$/kWh	32.7737	11.5091	7.5801	6.3170
- Baja 23hs. a 14hs.	\$/kWh	12.4334	4.2029	6.0969	6.0521

Figura 43: Extracto de Cuadro Tarifario EDEMSA Abril 2021. Fuente: Anexos RES. EPRE N° 028-21

Como puede observarse, el cuadro tarifario de EDEMSA ya contempla la tarifa que se reconoce cuando un Usuario-Generador le vende sus excedentes a la red y lo denomina como “Energía Volcada” y, en promedio (Alta y Baja) representa un 90% de la tarifa plena “Pago a Distribuidora”.

En el caso de ECSAPEM, aún no se ha definido el monto de la tarifa de reconocimiento de excedente y según la redacción de la Ley Provincial de adhesión N° 5.572 (2019) y el Decreto Reglamentario 1.759/20; debería alinearse con el Gi. Sin perjuicio de lo anterior y para mantener un criterio conservador; para el análisis financiero se ha tomado el mismo porcentaje que el de EDEMSA respecto de la tarifa Gi.

Como método de simplificación de las tarifas a contemplar para el flujo de fondos, en el caso de la provincia de Catamarca, como la generación del parque solar sucede prácticamente solo en el horario Resto (06-18hs), se toma la tarifa *Resto MEM* como referencia; mientras que en el caso de Mendoza (EDEMSA), como tiene solo 2 rangos divididos a las 14hs y este coincide con el horario medio de generación solar, se toma un promedio de ambas tarifas.

Finalmente, como la variable TARIFA es la más incierta en un país con alternancia política y altos niveles de inflación; para el análisis financiero se dolarizarán las tarifas según el tipo de cambio vendedor de Banco Nación, pero en los 2 escenarios siguientes para considerar la proyección de tarifas en el ciclo del proyecto:

- Escenario optimista: Tarifa Actual constante en dólares (TC jul 21: 102.6 \$/USD)
 - EDEMSA:
 - Tarifa plana: 66.7 USD/MWh

Business Plan – Juan Pablo Alagia

- Tarifa para excedentes: 60.3 USD/MWh (90% de la plana)
- VAD: 10.6 USD/MWh (se extrapolo del de octubre 2020)
- ECSAPEM:
 - Tarifa plana: 58.8 USD/MWh
 - Tarifa para excedentes: 53.2 USD/MWh (Análogo EDEMSA 90% de la plana)
 - VAD: 16.7 USD/MWh (se extrapolo del de octubre 2020)
- Escenario pesimista: se proyecta Tarifa promedio de los últimos 7 años en dólares al tipo de cambio del último día hábil de la vigencia del cuadro tarifario correspondiente.
 - EDEMSA:
 - Tarifa plana: 60.2 USD/MWh
 - Tarifa para excedentes: 50.9 USD/MWh (90% de la plana)
 - VAD: 9.6 USD/MWh (se toma mismo % respecto de la plena que el actual)
 - ECSAPEM:
 - Tarifa plana: 55.0 USD/MWh
 - Tarifa para excedentes: 49.7 USD/MWh (Análogo EDEMSA 90% de la plana)
 - VAD: 10.9 USD/MWh (se extrapolo del de octubre 2020)

7.2.5 Ingresos por generación eléctrica renovable

En el modelo financiero los ingresos contemplados surgen del ahorro de la energía eléctrica auto consumida directamente y de la venta de excedentes a la red. Los MWh autoconsumidos se computarán con la tarifa plena G_i más el cargo variable de transporte VAD que cobraría la Distribuidora por esa energía de no existir el parque solar. En cambio, la energía excedente la Distribuidora la reconoce con la tarifa plana, pero sin el VAD.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

7.2.6 Políticas de beneficios energéticos

En lo que respecta beneficios fiscales, las provincias que tienen un Ley de adhesión a la Ley nacional de energía Distribuida, tienen como beneficio el reconocimiento de un Crédito Fiscal que podrá tomarse como crédito para deducir de impuestos nacionales de cualquiera de las actividades asociados al CUIT del titular de la finca.

Este Crédito Fiscal, según la última actualización de la Disposición 40/2021 del 20/07/2021, es de 45.000 \$ARS/KW instalado y tiene un máximo de 3.000.000 \$ARS que aplica para instalaciones mayores a 70 KW. Como en todas estas instalaciones excedemos esa potencia instalada, aplica el máximo, y para el cómputo en el modelo financiero, lo dolarizamos al TC del último cuadro tarifario de julio 2021 (102.6 \$ARS/USD) y queda en USD 29.240 por instalación. Este crédito se aprovechará en el segundo año de operación de la planta solar dado los actuales tiempos de otorgamiento de dicho beneficio.

En cuanto al impuesto a los ingresos brutos, ambas provincias han desgravado a la venta de excedentes de electricidad renovable, pero para la obra, aunque en ambos casos están revisando un esquema de reducción, lo contemplamos de forma completa dada la condición actual.

En cuanto al impuesto al valor agregado (IVA), el servicio de obra se computa con un 21% de alícuota, pero por el rubro agrario y la constante posición pagadora que tienen estas Fincas frente al IVA, no se lo adiciona en el cálculo financiero ya que se asume que los titulares lo netean de su IVA débito.

7.3 Resultados económicos-financieros

A la hora de analizar el éxito de cada una de estas instalaciones y la decisión de compra por parte de los titulares de las fincas, el parámetro más significativo es el período de recupero de la inversión, el cual vamos a denominar “Payback” pero lo calcularemos como la relación entre la inversión inicial y el EBITDA del nuevo

Business Plan – Juan Pablo Alagia

emprendimiento de autoconsumo eléctrico con la instalación solar. Para contar con un segundo parámetro financiero, se evaluará analizará una sensibilidad en TIR y VAN.

7.3.1 Desarrollo de Flujo de Fondos

La razón por la cual simplificamos el Payback, que deberíamos obtenerlo en el período en el cual el flujo de fondos acumulado se torne cero; es que del flujo completo solo contemplamos el Flujo de la Operación y la Inversión inicial. Esto se sustenta ya que el Flujo de Inversiones estará dado solo por la inversión inicial, dado que no se realizarán reinversiones en el período analizado de 20 años ni tampoco venta de bienes asociados. Respecto al Flujo de Financiamiento, como estamos analizando en esta primera instancia una Inversión con full Equity, tampoco aplicaría.

Ahora bien, para contemplar el Flujo de la Operación debiéramos considerar la Utilidad anual de la Operación, las amortizaciones, los créditos por venta, los flujos de bienes de cambio y las deudas comerciales.

De estos componentes, la Operación no requiere de bienes de cambio, y no se involucran ni créditos por venta, ni deudas comerciales por considerarlos sincrónicos. Respecto de las amortizaciones, como la actividad está exenta del impuesto a las ganancias, la obviamos aquí y en la Utilidad neta.

Respecto del último componente que nos queda del Flujo de la Operación, la utilidad neta, hemos despreciado las amortizaciones de los nuevos bienes, y como no contemplamos por ahora financiamiento, tampoco tendremos intereses. Finalmente, lo que nos queda es el EBITDA de la Operación de la planta solar como representativo del Flujo de Fondos.

Es así como para determinar este “Payback”, debemos entender cómo se compone el EBITDA de estos proyectos y, lógicamente también la Inversión inicial y el crédito fiscal del proyecto que lo consideraremos como un ingreso en el año 2 de acuerdo con lo expuesto en el apartado 7.2.6.

El EBITDA entonces surge de contemplar las siguientes variables:

Business Plan – Juan Pablo Alagia

- Ingresos:
 - Ahorros anuales de energía solar producida por la nueva instalación que se autoconsumo contabilizada por la tarifa plana más el VAD.
 - Ahorros anuales que surgen de la energía solar producida en horarios fuera del consumo de riego y que por lo tanto se venden a red a la Tarifa Excedente. Estos ahorros se evidenciarán por descuentos en las actuales facturas eléctricas.
- Costos Variables: La instalación solar no conlleva costos variables asociados a la energía producida ya que no requiere combustible u otros egresos asociados a la producción.
- Costos Fijos: La instalación solar no tendrá egresos de operación por estar automatizada y los costos fijos serán aquellos del mantenimiento preventivo y correctivo que demandan revisiones mensuales, recambios de consumibles esporádicos (fusibles), y limpieza de paneles 1 o 2 veces al año.
 - Costo de Operación y Mantenimiento anual: en el apartado de Precio se ha expuesto que para las Fincas mayores se aplicaría un precio de O&M de 10.000 USD/año, mientras que para las más pequeñas podría llegar hasta los 6.000 USD/año.

7.3.2 Resultados de “Payback”

En función de los supuestos y variables descriptas en el apartado anterior, contemplamos 4 posibilidades de Payback modelando flujos de fondos de la Operación.

Los distintos escenarios surgen considerando las siguientes variables preponderantes:

- Inversión inicial según sea una instalación con estructuras fijas o con trackers
- Ingresos en función de las tarifas optimistas y pesimistas expuestas en 7.2.4
- Costo de O&M de 10.000 USD o 6.000 USD según apartado 4.5.2

Business Plan – Juan Pablo Alagia

- % de Autoconsumo actual promedio de 53% o el 70% al que se puede llegar optimizando según lo expuesto en el apartado en 7.2.3

Proyectos y Escenarios	Generación (GWh/año1) (A)	Inversión inicial (USD) (B)	Credito Fiscal (USD) (D)	OPEX (USD/año) (D)	Tarifa Repago "Gi" (USD/kWh) (E)	Tarifa Excedente (USD/kWh) (F)	"VAD" (USD/kWh) (G)
Tracker - Optimista	1.374	607,600	29,240	6,000	58.8	53.2	16.7
Tracker - Pesimista	1.374	607,600	29,240	10,000	55.0	49.7	10.9
E.Fija - Optimista	1.075	539,400	29,240	6,000	58.8	53.2	16.7
E.Fija - Pesimista	1.075	539,400	29,240	10,000	55.0	49.7	10.9

Figura 44: Parámetros para el cálculo de "Payback" Finca A. Fuente: elaboración propia

De esta forma llegamos a 8 posibilidades estudiadas y sus resultados para la Finca "A":

	EBITDA (años) según % Autocunsumo (A*(%Aut*(E+G))+(%exc*F))-D				PAYBACK (años) según % Autocunsumo	
	53%		70%		53%	70%
	Tracker - Optimista	USD 83,322	USD 88,532	6.9	6.5	
Tracker - Pesimista	USD 70,144	USD 73,929	8.2	7.8		
E.Fija - Optimista	USD 63,884	USD 67,961	8.0	7.5		
E.Fija - Pesimista	USD 52,704	USD 55,665	9.7	9.2		

Figura 45: Resultados de "Payback" Finca A. Fuente: elaboración propia.

En tanto, las otras 2 Fincas analizadas, si bien son de distinta escala y ubicación; arrojan resultados aceptables según se expone en la siguiente tabla:

Proyectos y Escenarios	Generación (GWh/año1) (A)	Inversión inicial (USD) (B)	Credito Fiscal (USD) (D)	OPEX (USD/año) (D)	Tarifa Repago "Gi" (USD/kWh) (E)	Tarifa Excedente (USD/kWh) (F)	"VAD" (USD/kWh) (G)
------------------------	---------------------------	-----------------------------	--------------------------	--------------------	----------------------------------	--------------------------------	---------------------

FINCA "B"

Tracker - Optimista	3.070	1,330,200	29,240	10,000	58.8	53.2	16.7
Tracker - Pesimista	3.070	1,330,200	29,240	10,000	55.0	49.7	10.9
E.Fija - Optimista	3.070	1,154,400	29,240	6,000	58.8	53.2	16.7
E.Fija - Pesimista	3.070	1,154,400	29,240	6,000	55.0	49.7	10.9

FINCA "C"

Tracker - Optimista	1.810	877,800	29,240	6,000	66.7	60.3	10.6
Tracker - Pesimista	1.810	877,800	29,240	10,000	60.2	50.9	9.6
E.Fija - Optimista	1.810	790,500	29,240	6,000	66.7	60.3	10.6
E.Fija - Pesimista	1.810	790,500	29,240	10,000	60.2	50.9	9.6

Business Plan - Juan Pablo Alagia

FINCA "B"							
Tracker - Optimista	3.070	1,330,200	29,240	10,000	58.8	53.2	16.7
Tracker - Pesimista	3.070	1,330,200	29,240	10,000	55.0	49.7	10.9
E.Fija - Optimista	3.070	1,154,400	29,240	6,000	58.8	53.2	16.7
E.Fija - Pesimista	3.070	1,154,400	29,240	6,000	55.0	49.7	10.9



FINCA "C"							
Tracker - Optimista	1.810	877,800	29,240	6,000	66.7	60.3	10.6
Tracker - Pesimista	1.810	877,800	29,240	10,000	60.2	50.9	9.6
E.Fija - Optimista	1.810	790,500	29,240	6,000	66.7	60.3	10.6
E.Fija - Pesimista	1.810	790,500	29,240	10,000	60.2	50.9	9.6

Figura 46: Parámetros para el cálculo de "Payback" Fincas B y C. Fuente: elaboración propia

	EBITDA (años) según % Autocunsumo (A*(%Aut*(E+G))+(%exc*F))-D		PAYBACK (años) según % Autocunsumo	
	53%	70%	53%	70%
FINCA "B"				
Tracker - Optimista	USD 189,566	USD 201,207	6.7	6.3
Tracker - Pesimista	USD 169,060	USD 177,517	7.7	7.3
E.Fija - Optimista	USD 150,349	USD 159,469	7.5	7.1
E.Fija - Pesimista	USD 134,284	USD 140,909	8.6	8.2
FINCA "C"				
Tracker - Optimista	USD 189,566	USD 124,659	7.1	6.8
Tracker - Pesimista	USD 169,060	USD 106,089	8.5	8.0
E.Fija - Optimista	USD 150,349	USD 96,890	8.2	7.9
E.Fija - Pesimista	USD 134,284	USD 81,417	9.9	9.4

Figura 47: Resultados de "Payback" Fincas B y C. Fuente: elaboración propia.

En principio, la primera gran diferencia recae en la tecnología del parque solar, ya que con sistemas de seguimiento solar (trackers) se optimiza la relación Generación / CAPEX y esto se evidencia en menos años de retorno de la inversión. Sin perjuicio de lo anterior, la decisión pasará por la disponibilidad de esta tecnología en escalas por debajo de los 1.000 kW y en menor medida de la disponibilidad de terreno en la finca.

En segundo lugar, si bien encontramos algunas diferencias al analizar fincas en Mendoza, donde las tarifas son algo mayores, la menor irradiancia tiende a compensar la diferencia provincial en cuanto a EBITDA.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

En tanto, el tamaño de la instalación solar mejora la ecuación porque el CAPEX responde a cierto efecto escala, pero según las fincas testigo, no es determinante.

La variable crítica es la tarifa que generará el ahorro, y por ello exponemos un gráfico de sensibilidad para la finca A en el escenario de Tracker y estructura fija, con el O&M mayor y escenario de autoconsumo del 70%:

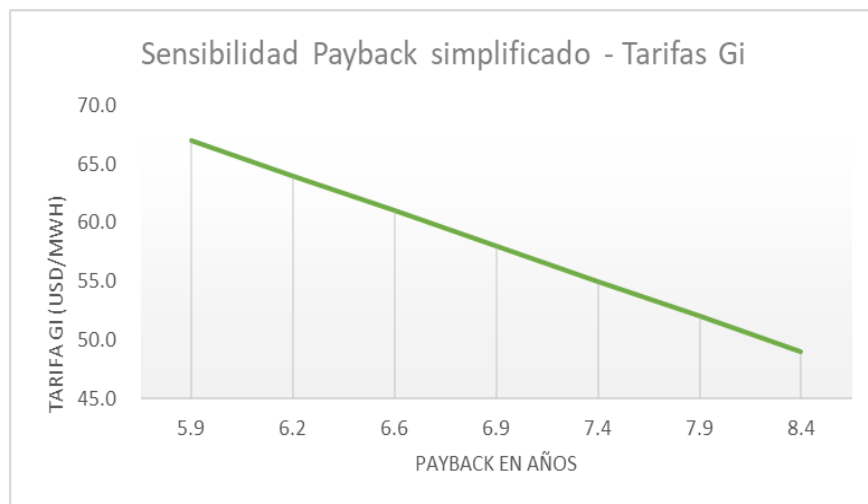


Figura 48: Resultados de sensibilidad del Payback con respecto a la tarifa Gi Finca “A” con tracker. Fuente: elaboración propia.

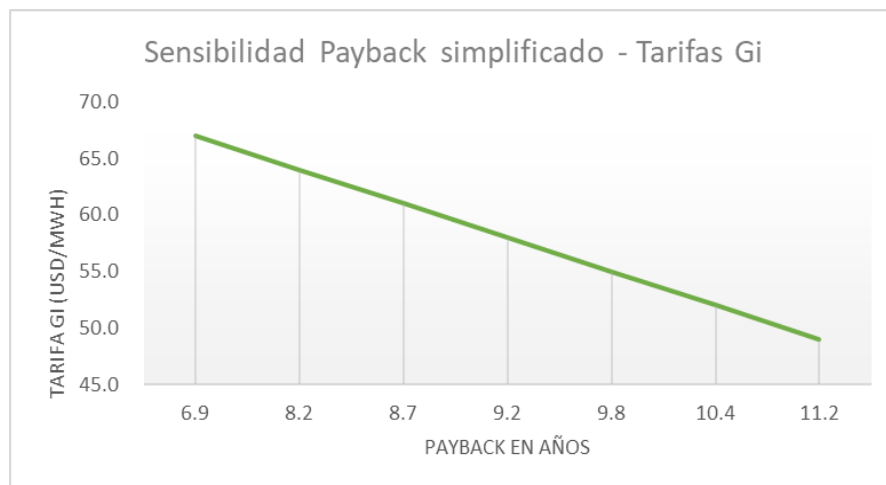


Figura 49: Resultados de sensibilidad del Payback con respecto a la tarifa Gi Finca “A” con estructura fija. Fuente: elaboración propia.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

7.3.3 Sensibilidad VAN-Tasa descuento

Si bien como se mencionó, el titular de Finca tomará la decisión en base al Payback, es importante entender los resultados de otros parámetros financieros como la VAN o TIR en especial para el convencimiento de organismos financieros que se interesarán por entender el costo de oportunidad y de los flujos post recupero de la inversión.

El punto aquí es estimar la tasa de descuento de los flujos, ya que entendemos que esta debería ser una tasa equivalente a otro potencial negocio del titular de la finca, o mejor dicho el costo de oportunidad.

En el contexto actual del país y dada la escasa diversificación de negocios del mercado meta, aún en un proyecto con riesgo intrínseco bajo, es difícil aseverar una tasa de descuento.

Por lo tanto, se expone a continuación los resultados del análisis de sensibilidad de la VAN respecto de tasa de descuento potenciales de la Finca A como representativa en un horizonte de 20 años, considerando una perpetuidad estándar del mercado en el 10% de la inversión al año 20, tanto en el escenario optimista como en el más pesimista:

Escenario optimista (Tracker, optimizado autoconsumo y tarifas optimistas):

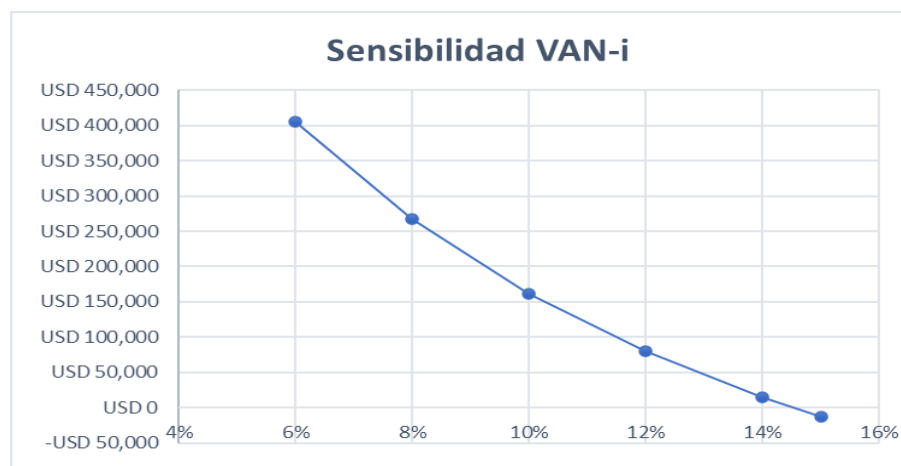


Figura 50: Resultados de sensibilidad VAN-Tasa descuento Finca “A” optimista.
Fuente: elaboración propia.

Escenario pesimista (Estructura fija, autoconsumo al 53% y tarifas pesimistas):

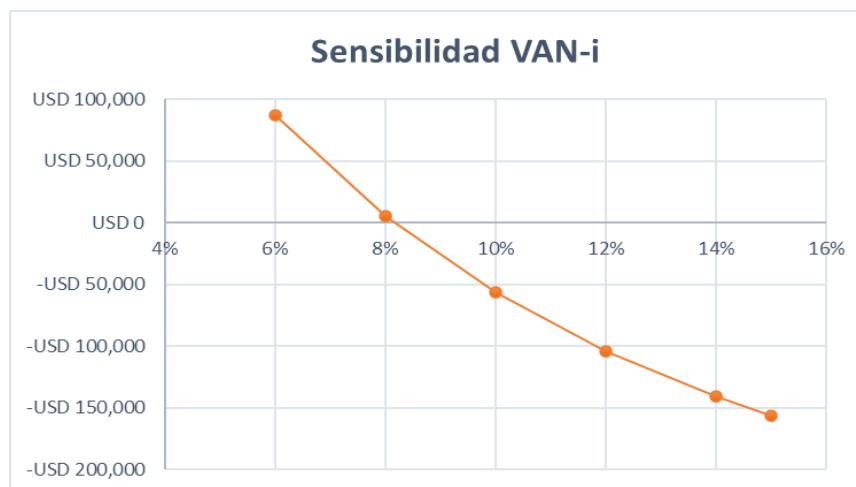


Figura 51: Resultados de sensibilidad VAN-Tasa descuento Finca “A” pesimista.
Fuente: elaboración propia.

En función de ambas sensibilidades y de los escenarios planeados, podemos afirmar que la TIR del proyecto representativo (Finca A) podrá estar entre el 8% y el 14,5%.

En conclusión, los resultados son alentadores en las fincas representativas analizadas, ya que en todos los escenarios los “Paybacks” están por debajo de los 10 años, que era la premisa planteada en el apartado 4.5 de Pricing como el principal parámetro de decisión del cliente para invertir en una instalación solar para sus consumos eléctricos de sus fincas.

En lo que respecta al análisis de la VAN, observamos que el proyecto, aún en el escenario pesimista se priorizaría sobre otros negocios de los titulares de las fincas que tengan un costo de oportunidad inferior al 8% en dólares.

7.4 Financiamiento

7.4.1 Capacidad Financiera de los titulares de Fincas

Dado que serían los titulares de las fincas los tomadores de deuda para financiar la inversión inicial que requiere la instalación solar, es importante entender el volumen de facturación anual y los costos de producción expuestos en el apartado 5.2.4 y lo que representa la inversión inicial dentro de dicha facturación.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

En este sentido, siendo la facturación anual de esta escala de Fincas entre 2.700 y 3.000 USD/Ha y la inversión inicial entre 1.700 y 2.200 USD/Ha; tan solo con un 56 a 80% de la facturación del primer año, se cubriría la inversión inicial.

Teniendo en cuenta que la planta solar tiene una vida útil de al menos 25 años, de proyectar el rango inferior de facturación (2.700 USD/Ha) descontando el costo directo de producción (1.700 USD/Ha) y el O&M anual (25 USD/Ha), la inversión solar más alta (2.200 USD/Ha), sin considerar el valor del dinero hoy, representaría un 9% de los ingresos directos proyectados.

7.4.2 Tipos de Financiamiento en plaza

Si bien hay muchas iniciativas y Leyes provinciales que están creando programas de fomento que prevén facilidades financieras que entregará el Estado a través de sus reparticiones de Producción (Diario Huarpe, octubre 2021); concretamente hemos detectado e impulsado de la mano del Banco Nación Argentino, una línea de créditos para agroindustria en la provincia de Catamarca que aplicaría para un gran segmento de los proyectos contemplados.

El Banco de la Nación Argentina (BNA) suscribió recientemente un acuerdo con Catamarca, por medio del cual destinará \$ARS 1.000 millones para financiar y ampliar la capacidad de producción de las Pequeñas y Medianas empresas del sector agroindustrial, incorporar de tecnología, realizar obras hídricas y adquirir maquinarias agrícolas que posibiliten mejoras y mayor competitividad a todos los sectores productivos de la provincia.

La Reglamentación N° 750_17 correspondiente, fija las siguientes condiciones especiales para el sector productivo de la Provincia de Catamarca:

Usuarios aplicables:

- Micro, Pequeñas y Medianas Empresas, según lo dispuesto por la Reglamentación N° 281, radicadas en la Provincia de Catamarca y que cuenten

Business Plan – Juan Pablo Alagia

con un certificado de elegibilidad emitido por el Ministerio de Hacienda Pública de la Provincia de Catamarca.

- Actividades Comprendidas: Apícola, Avícola, Ganadero, Porcinos, Vitivinícola, Frutihortícola, Aromáticas, Tabacalero, Agroindustria, Industria, Construcción, Obras Hídricas, Adquisición de Maquinaria Agrícola.

La tasa de interés depende del destino de los fondos: 26% para inversión y 32% para capital de trabajo, de acuerdo con su encuadramiento en la Reglamentación 750 y la Comunicación “A” 7240, del BCRA, relacionada con la “Línea de financiamiento para la inversión productiva de MiPyME”.

En relación con la tasa de interés, el Ministerio de Hacienda de Catamarca bonificará 10, 20, 40 o 50% durante los primeros 36 meses, para inversiones, y durante los primeros 12 meses, para capital de trabajo y/o gastos de evolución.

Los plazos previstos para la Inversión contemplan un mínimo 48 meses y un máximo de 5 años, en tanto para el capital de Trabajo se estableció un período único de 18 meses.

Esta línea contempla un plazo máximo para contabilizar operaciones: hasta el día 30/12/2021 o hasta el vencimiento de la Reg. N° 750 o hasta agotar el cupo de crédito establecido para la presente normativa, lo que ocurra primero.

7.4.3 Resultados con Financiamiento

Si bien se ha expuesto el Payback contemplando una inversión 100% con Equity, al aplicar la línea de financiamiento descrita en el apartado anterior, los años de recupero de la inversión mejoran ya que la tasa de interés aplicada es inferior a las proyecciones de devaluación e inflación previstas por la última encuesta de expectativas macroeconómicas de mercado que prevé una devaluación del 51% y una inflación del 46.76% para el 2022 (REM, BCRA, 2021). De forma análoga ocurre con la TIR que aumenta.

7.5 Resultados esperados por los accionistas de la compañía

Dado que estamos lanzando una incipiente Unidad de Negocios que comercializa principalmente servicios de obra y operación y mantenimiento de plantas solares, el parámetro seleccionado para medir los resultados esperados será el ROI³⁶.

El horizonte para analizar dicho parámetro, si bien se suele considerar anual, lo expondremos en los 3 primeros años con el objetivo planteado anteriormente:

1° año (2022): Construcción de 2 plantas solares para 2 Fincas medianas que se traducen en USD 1,2 millones facturados y unos USD 5 mil de ingresos por servicios de O&M (6 meses de la primera finca).

Año 2 (2023): 4 nuevas plantas solares construidas y operando, es decir unos USD 2.4 millones facturados por construcción y otros USD 60 mil de ingresos por servicios de O&M (considerando las 2 fincas del primer año)

Año 3 (2024): 6 nuevas plantas solares construidas y operando, es decir unos USD 3,6 millones facturados por construcción y otros USD 120 mil de ingresos por servicios de O&M (considerando las 6 de los años anteriores).

Para el primer año, la inversión en estructura organizacional tanto para el desarrollo, construcción como O&M, no se verá incrementada por sobre lo actual de la empresa; pero si se invertirá en Marketing y canales de comercialización.

Luego, el ingreso neto de las fincas, descontando IIBB e impuesto a las ganancias, rondará los 100 USD por KWp vendido; es decir unos USD 120.000, más el servicio de O&M del 50% de la primera finca terminada a mitad de año, que se considera con una rentabilidad del 50% luego de impuestos, es decir USD 2.500. En el primer año, solo se invertiría en campañas de visibilidad unos USD 2.000 y otros USD 3.000 en marketing directo.

³⁶ ROI: Retorno sobre la Inversión (Return off Invest por sus siglas en inglés)

Business Plan – Juan Pablo Alagia

Para el segundo año, el ingreso neto directo se incrementa con 4 nuevas Fincas (100 USD/kW con Fincas promedio 600 kW) a 240.000 USD más USD 15.000 de O&M (las 2 del primer año y 2 del primer semestre del actual al 50%); pero aquí ya tendremos aproximadamente USD 7.000 invertidos en marketing y otros USD 100.000 de overhead en ampliar la estructura que requeriría la nueva sociedad. Este incremento de estructura organizacional se asume para poder responder hasta 6 fincas anuales con tanto para apoyo de sede central en la etapa de construcción (EPC) como en la de Operación y Mantenimiento (O&M). Estos costos indirectos (overhead) se estiman en 80.000 USD/año (1 persona Ingeniería + 1Compras + 1 administración) y los restantes 20.000 USD/año corresponderán a sumar 1 persona en sede central para apoyo del servicio de O&M hasta 12 fincas.

En el tercer año lo escalaríamos a 6 fincas anuales con un ingreso neto directo asociado de aproximadamente USD 360.000 y USD 37.500 de O&M (2 del año 1, 4 del año 2 y 50% de 3 del año 3). En tanto asumimos una inversión en marketing proporcionales a los del año 2 (USD 8.000). Los costos indirectos se mantienen constantes en USD 100.000.

A partir del año 4, como ya se cuentan con 12 fincas (además de las que ya posee la compañía), se propone discontinuar los servicios de EPC y mantener los contratos de servicios de O&M de las 12 instalaciones solares como un número sostenible desde los costos indirectos de overhead planteados.

De esta forma los ROI resultarían: Sin considerar el año 0 donde se da la inversión inicial, sería de 9,82 (o 982%) para el primer año; de 1,17 (+117%) en el segundo año, de 2.52 (+252%) en el tercer año y de 0,31 (+31%) en adelante con solo la operación y mantenimiento de las 12 fincas.

Además de este parámetro financiero; se ha modelado un flujo de fondos con los siguientes supuestos base:

- Horizonte de 10 años para esta unidad de negocios,

Business Plan – Juan Pablo Alagia

- Flujo de fondos anual proyectado en dólares estadounidenses en función de ingresos y egresos actuales al momento de la inversión inicial (Octubre 2021)
- Tasa de descuento del 15% (actual WACC empleado por la Dirección de Finanzas de la compañía),
- Evolución del tipo de cambio en línea con la inflación o índices de aumentos de mano de obra y equipos adquiridos en moneda local.
- Inversión en el año cero, con equity, de los equipos principales de la primera instalación de la primera finca que servirán como Capital de Trabajo.

Como resultado de este flujo de fondos, se obtiene una VAN positiva de 341.700 y una TIR del 71%.

Los 2 parámetros financieros comúnmente utilizados (VAN y TIR) son muy alentadores ya que gran parte de la nueva unidad de negocios se lleva adelante con la estructura actual más costos marginales; y en cuanto al parámetro ROI de interés por el accionista, en el primer año al utilizar la capacidad instalada actual, el ROI es altísimo, pero en los siguientes años el resultado para el accionista empieza a estabilizarse.

8 PLAN DE MARKETING:

El plan de marketing parte de un objetivo a mediano plazo en cuanto al desarrollo de esta unidad de negocios:

- Primer año: unas 4 fincas vendidas para concretar las 2 primeras plantas construidas y operando hacia fines del 2022.
- Horizonte de 3 años: se proyecta vender unas 20 fincas para llevar a cabo al menos 12 plantas construidas y operando hacia fines de 2025.

Dicho plan involucrará los siguientes procesos:

- a) Identificación de una necesidad
- b) Definición de Valor
- c) Realización de valor
- d) Entrega de valor
- e) Captura de valor
- f) Comunicación de valor

8.1 La identificación de la necesidad:

En un mercado donde los clientes tienen conocimiento explícito y necesidades articuladas, hemos generado insights a través de encuestas y entrevistas en profundidad con varios clientes y con funcionarios de las cámaras sectoriales de la industria que nuclea a dichos clientes. Las mismas se listaron en el apartado 4.1.

8.2 Definición de Valor

Principalmente se ha identificado al mercado meta a través de una segmentación inicial geográfica típica para este tipo de mercados B2C³⁷ y de haber tenido en cuenta la atractividad del cliente (apartado 5.2), la competencia (3.3) y el fit entre nuestra compañía y el cliente donde ambos tienen intereses por la naturaleza. El proceso de

³⁷ B2C: Bussines to Consumer: referencia a negocios cuyo cliente final es el consumidor.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

segmentación se puede apreciar fundamentalmente en el apartado 5 y en él, la identificación del Mercado Meta que representan las Fincas olivícolas y vitivinícolas en la región NOA-CUYO.

Dentro de este mercado meta, a su vez se ha identificado al segmento SVT³⁸ representado por las Fincas de las provincias de Catamarca o La Rioja con áreas de cultivos implantados con riego por goteo entre 300 Has y 2.000 Has.

En el resto de las provincias del NOA-CUYO y con escalas distintas al del SVT, o incluso riego por inundación; constituirá el target secundario de clientes dado que representa a Clientes que contribuyen en un menor grado a los objetivos del negocio.

El segundo punto de definición del valor es la configuración de la Propuesta de Valor, que se ha desarrollado en el apartado 4.6 teniendo en cuenta los siguientes elementos ilustrados en la siguiente imagen:

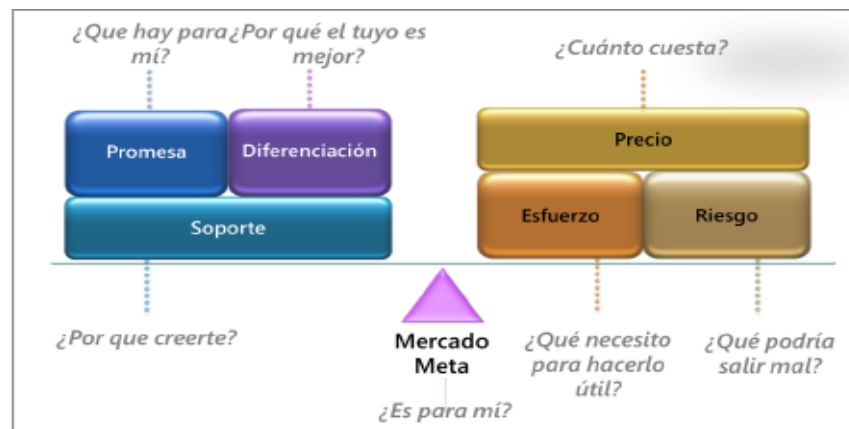


Figura 52: Mapa de elementos de una Propuesta de Valor. Fuente: Curso de Marketing y Distribución de Luis Massuh (MBA UTDT)

8.3 Realización de valor

Involucra al desarrollo del producto o servicio que pueda satisfacer la necesidad identificada. En este sentido la firma adaptó la escala basándose en su experiencia de 10 años brindando el servicio de operación y mantenimiento; y de al menos 5 años en diseño y construcción de parques solares.

³⁸ SVT: El Strategic Value Target representa el grupo homogéneo de clientes (o prospectos) que creemos nos ayudará, de la forma más rápida y eficiente a alcanzar el crecimiento requerido por el objetivo de negocio.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

La adaptación en cuanto a la ejecución del producto se hizo en los últimos 2 años ejecutando obras de instalaciones solares desde escalas residenciales (hasta 10 kW), hasta el segmento medio solar con 2 platas de escala industrial (una de 670 kW y el diseño de otra de 1,4 MW). En cuanto a la adaptación del servicio, desde los primeros meses del presente año, la compañía le brinda el servicio de operación y mantenimiento a uno de los casos de éxito expresados en el apartado 5.3.1 (Altos de Tinogasta) que involucra a 3 instalaciones de 300 kW.

8.4 Entrega de Valor

Apunta principalmente a los canales de Distribución a emplear y lo abordaremos desde 3 funciones:

- Funciones de transacción: aquí el contacto con los clientes y la promoción del producto lo encararemos inicialmente de forma directa, sin intermediarios, y una vez establecidas las 2 primeras fincas abordaremos un canal indirecto a través de profesionales independientes ya contratados para otros servicios por los clientes y que ya tienen gran confianza en ellos.

En una etapa más madura, podríamos pensar en una multicanalidad incorporando un medio digital como la APP que conecta productores y contratistas disponibles en su región llamada “Todoagro” (TodoAgro.com, s.f.).

- Función de logística: el diseño como puede ser alejado del cliente la mayor parte del tiempo, se efectuará desde la sede central en Pilar mientras que la construcción y el servicio de O&M se llevará adelante con personal de la empresa radicado en la región del mercado meta.
- Funciones de Facilitación: dentro de esta función encuadraremos el acercamiento (acompañamiento y asesoramiento) al financiamiento a través del área de Finanzas de la compañía y del servicio de asesoramiento posventa en cuanto a funcionalidades adicionales del sector energético.

8.5 Captura de Valor

El precio de nuestros productos y servicios es una forma de capturar valor, y en este caso si bien se tuvo en cuenta un mínimo precio basado en los costos (apartado 4.5), es decir costo más un margen de ganancia después de impuestos; en definitiva el precio de venta estará fijado basándonos en el valor que representa para el cliente y la métrica identificada es el Período de Recupero de la Inversión (o Payback), que en los casos identificados está en el rango de los 6 a 9 años.

8.6 Comunicación de Valor

La comunicación debe contemplar el posicionamiento de la marca y el mensaje que la empresa quiere dar al mercado respecto de esta nueva unidad de negocios.

Para llevar adelante el objetivo de mediano plazo (3 años), se plantea una primera etapa de Visibilidad, en los meses previos al lanzamiento, con acciones dirigidas a la sociedad en general apalancada en las iniciativas existentes de Responsabilidad Social Empresarial; y en una segunda etapa, avanzar con un plan de acciones directas al segmento de clientes target.

8.6.1 Etapa de visibilidad

Inicialmente, el objetivo es visibilizar la misión y visión de una compañía “verde” con presencia regional en una industria que hasta ahora es casi invisible.

Se intentará instalar en la sociedad, las buenas intenciones que la compañía genera a partir de las inversiones en infraestructura efectuadas en los últimos años. El fruto de estos años fue la generación de un recurso vital como es la energía eléctrica, y el plus es que se genera a partir de una fuente renovable y amigable con el ambiente, como es el sol.

El contenido de la comunicación en esta etapa irá más allá de la generación de electricidad verde, también se visibilizará el involucramiento de la compañía con vecinos de los parques solares actuales, escuelas primarias y secundarias, bomberos

Business Plan – Juan Pablo Alagia

voluntarios y otras asociaciones civiles, a través de donaciones y capacitaciones como las que ya se vienen haciendo, pero con un perfil muy bajo.

Los canales para desarrollar inmediatamente serán publicidades en reconocidos medios gráficos y audiovisuales locales que llegan a todos los estratos sociales y, en el segundo mes se buscará una masificación en usuarios de redes sociales y medios digitales como la web de la propia compañía.

8.6.2 Etapa de segmentación y posicionamiento en el producto a vender

Una vez que la compañía ya esté en el inconsciente colectivo de la sociedad como una empresa confiable, comprometida y pura; se llevará adelante una campaña que posicione a la empresa como la mejor y más conveniente firma que brinda servicios de soluciones energéticas para la industria agropecuaria regional.

El contenido pasará por exponer soluciones simples a necesidades de energía eléctrica en la fincas olivícolas y vitivinícolas, y que a la vez sean accesibles para los productores agrícolas de cierta envergadura con emprendimientos con un nivel de tecnificación como puede por ejemplo ser el riego por goteo.

Los canales más masivos podrían ser ferias del agro nacionales y locales, difusión a través de cámaras sectoriales, como por ejemplo la ya contactada Asociación Olivícola Catamarqueña (ASOLCAT), o a través de profesionales vinculados al rubro, como son los ingenieros agrónomos.

Finalmente, una vez que se cuente con un par de instalaciones funcionando, podría llegarse a desplegarse una fuerza comercial dirigida a los productores de otros cultivos o incluso de actividades ganaderas.

La gradualidad proyectada tiene en cuenta también la formación y refuerzo de la estructura organizacional para dar respuesta ante una decena de clientes, dar soporte a varias obras en curso y gestión administrativa comercial de los servicios que vayan sumándose a los ya en curso.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

Finalmente, iremos contemplando la etapa de Sostenimiento de Valor a partir de seguir siendo atractivos para el cliente y que nos recomienden a sus pares titulares de Fincas como una solución simple, accesible e imperdible.

8.7 ¿Cuáles son los costos de nuestras actividades de marketing?

Para la etapa de visibilidad se contemplan publicidades en radios locales que tendrían un costo de aproximadamente 2.000 USD en el primer año como se plantea esta etapa.

La segunda etapa tendrá un mayor costo, pero más directo. La inversión anual estimada en ferias ronda los 5.000 USD y la fuerza comercial con los ingenieros agrónomos como será de aproximadamente 1.000 USD/año por finca el primer año; y los años siguientes donde escale y cada agrónomo viabilice más de 3 fincas, bajará a 500 USD/año*finca.

9 CONCLUSIONES

El presente trabajo ha demostrado que la nueva unidad de negocios podría desarrollarse con alta probabilidad de éxito en el segmento Industrial de la Energía Distribuida, es decir, en clientes de energía eléctrica que actualmente compran su energía a la Distribuidora eléctrica local con demandas mayores a 300 kW (con tarifas T3 y T4), que a partir de este modelo, se convertirán en “usuarios generadores”.

Por debajo de estas demandas, o mejor dicho en Usuarios T1 o T2 (residenciales y comerciales respectivamente), las tarifas actuales subsidiadas y el alto CAPEX que representan instalaciones menores; se tornan inviables económica y financieramente por arrojar Paybacks superiores a los 12 años.

Por su parte, los titulares de fincas con demandas mayores a 300 kW que deseen invertir en estas instalaciones no solo estarán cumpliendo con la legislación nacional por autoconsumir más del 60% de electricidad por fuentes renovables, sino que también tendrán un activo por al menos 30 años, donde desde el año 7, 8 o 9; tendrán ese porcentaje de electricidad al costo del O&M, que por cierto es muy bajo.

En tanto, para afrontar la inversión inicial, podrían acceder a préstamos blandos de líneas de crédito de bancos públicos, que están poniendo a disposición facilidades como las detalladas en el apartado 7.4.2 del Banco Nación para la provincia de Catamarca en pesos argentinos con tasas por debajo de la inflación de los últimos 3 años.

A su vez, y en línea con los recientes objetivos de la COP26³⁹ en materia de cambio climático, se podría trabajar junto con organismos multilaterales de crédito en generar líneas de financiamiento ad-hoc para estos emprendimientos que no solo contribuyen a los mencionados objetivos climáticos, sino que desarrollan economías regionales sin comprometer recursos de generaciones futuras.

Respecto del nuevo negocio para la compañía solar, como se indicó en el apartado 7.5 “Resultados esperados por el Accionista”, los ROI de la nueva unidad de negocios en los

³⁹ COP26: 26° Cumbre de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático recientemente realizada en Glasgow.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

primeros 3 años serían muy buenos, y esto resultará si las premisas de venta de instalaciones escalonadas, se puede llevar adelante con los precios atractivos para los clientes y con las adaptaciones en la estructura organizacional de la empresa.

En función de lo anterior, los principales desafíos que tiene esta nueva unidad de negocios recaen en algunos aspectos internos de la firma y otros externos o del mercado.

Entre los desafíos internos, destacamos los siguientes:

- Adaptar la estructura organizacional actual de desarrollo, construcción y O&M de actuales plantas solares de gran escala, a proyectos distribuidos que demande mayor gestión en cantidad de transacciones y clientes diversos.
- Generar un área comercial amalgamada a la organización actual necesaria para pasar de un gran cliente, a múltiples clientes distribuidos.

Desafíos externos:

- Acceso al financiamiento por parte de los titulares de las Fincas para cubrir la inversión intensiva que significa la construcción de las instalaciones solares.
- Precios de equipos, en especial de los paneles solares volátiles en los últimos meses.
- Estabilidad de tarifas eléctricas para estos segmentos productivos que den previsibilidad a esta variable preponderante en la evaluación del período de retorno de la inversión de los clientes.

Habiendo modelado los ROI que obtendría la compañía, si bien los desafíos internos requieren de esfuerzos organizacionales, dependen de la propia compañía y del convencimiento de lo atractivo de la misión de esta Unidad de Negocios que no solo amplía el porfolio de la compañía, sino que diversifica el riesgo que significa actualmente tener un solo gran cliente.

Respecto a las variables externas, si bien el financiamiento no abunda en Argentina y actualmente solo existen algunas líneas de crédito puntuales, el acotado acceso al

Business Plan – Juan Pablo Alagia

mercado de cambio de las empresas nacionales está redundando en una liquidez en pesos que genera atracción hacia las inversiones de capital.

Por el lado de las tarifas, se entiende que los escenarios planteados son razonables e incluso conservadores de largo plazo ya que dadas las variables macroeconómicas del país en cuanto al sistema eléctrico deficitario donde el Estado subsidia la oferta de electricidad trasladando menos del 100% del costo de generación; la situación actual es insostenible en el horizonte de 5 a 10 años en que se evalúa este nuevo negocio sin que el sistema eléctrico colapse.

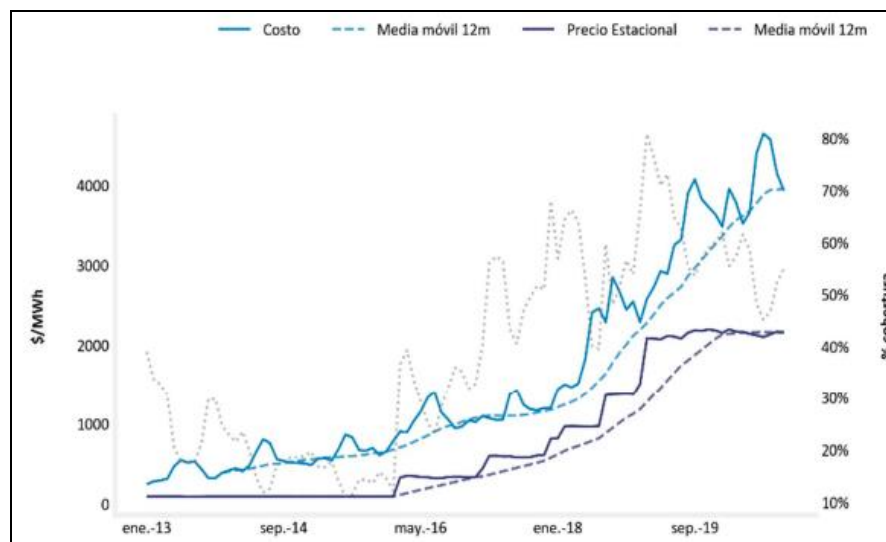


Figura 53: Costo y Precio electricidad argentina 2014-2019. Fuente: IAE⁴⁰ base CAMMESA

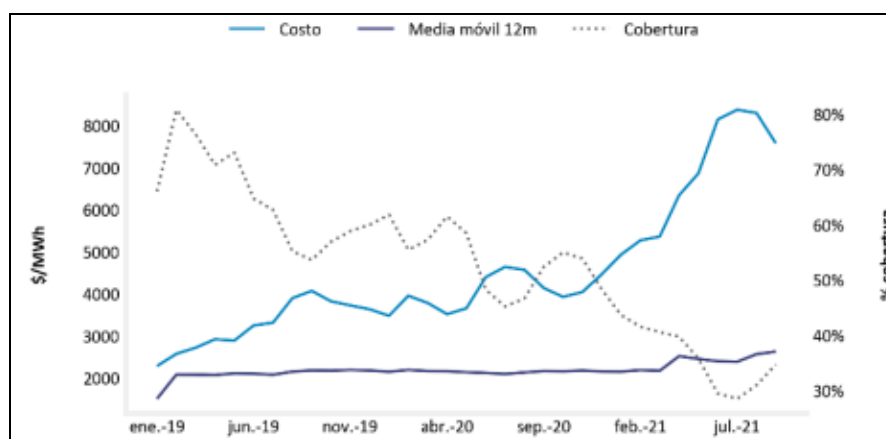


Figura 54: Costo y Precio electricidad argentina 2019-2021. Fuente: IAE base CAMMESA

⁴⁰ IAE: Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”

Business Plan – Juan Pablo Alagia

Analizadas e identificadas las principales variables de este nuevo negocio y sus potenciales riesgos, se concluye y propone avanzar en esta nueva Unidad de Negocios que no solo incrementaría el valor de la compañía, sino que lo haría en línea con su misión de contribuir a la sociedad aportando soluciones eléctricas a partir de energías renovables que no comprometen recursos de las generaciones futuras con el fin último de contribuir al NETZERO⁴¹ global.

⁴¹ NET ZERO: Objetivo Cero Neto o neutralidad de carbono, que refiere a lograr emisiones netas de gases de origen fósil, expresadas en términos de dióxido de carbono equivalente, ratificado para el año 2050 por las Naciones en la COP26.

10 BIBLIOGRAFÍA

(SGAyDS), S. d. (2019). *Tercer Informe Bienal de Actualización de la República Argentina a la CMNUCC (p. 127)*. Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA).

Agro.com.ar, T. (2021). *Todo Agro.com.ar*. Obtenido de <https://www.todoagro.com.ar/nacion-asignara-56-mill-dol-para-la-instalacion-de-bombas-de-agua-solares/>

Agroindustria, S. (2019). • *Establecimientos a nivel departamental vinculados a la actividad vitivinícola de acuerdo al INV. Febrero 2019*.

Argentino, P. I. (Septiembre de 2016). Ley 27.270/2016. Aprobación del Acuerdo de París. *Aprobación del Acuerdo de París*. Buenos Aires: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/265000-269999/265554/norma.htm>

BCRA. (2021). REM 2022 . *Resultados del Relevamiento de Expectativas de Mercado*. BCRA.

BID. (2020). *Informe BID Sector vitivinícola Argentina 2020* .

CAMMESA. (2020). *Informe Anual del MEM 2019*. Buenos Aires: CAMMESA.

CAMMESA. (10 de 02 de 2021). *Portal Web CAMMESA*. Obtenido de <https://portalweb.cammesa.com/pages/institucional/agentes/desarrollo.aspx>

CFI. (2011). *Plan Estratégico Olivícola Argentino 2020*.

CNEA. (2021). *SÍNTESIS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA Dic. 2020*. Buenos Aires: Comisión Nacional de Energía Atómica.

Cuyo, D. d. (04 de 2019). *Desarrollan parque solar para el riego de fincas en Pocito*. <https://www.diariodecuyo.com.ar/suplementos/Desarrollan-parque-solar-para-el-riego-de-fincas-en-Pocito-20190405-0101.html>

diario, L. N. (2020). *Con riego por goteo desarrollaron viñedos y olivares de alta calidad*. *Web La Nación* - <https://www.lanacion.com.ar/economia/campo/del-desierto-al-oasis-con-riego-por-goteo-desarrollaron-vinedos-y-olivares-de-alta-calidad-nid2331653/>

Infoleg. (2018). *Resolución 314/2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía*.

INTA. (2009). *Análisis de la Cadena del Olivo en Argentina*. INTA.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

Inversiones, C. C. (2011). *Plan Estratégico Olivícola Argentino 2020*.

Juan, D. H. (octubre de 2021). La sequía se metió en la agenda legislativa: aprobaron una ley e ingresaron dos proyectos más. *Huarpe*. Obtenido de <https://www.diariohuarpe.com/nota/la-sequia-se-metio-en-la-agenda-legislativa-aprobaron-una-ley-e-ingresaron-dos-proyectos-mas-2021101422410>

Magazine.com, P. (2021). Agrícola Los Hualles, en Chile, ahorra el 65% de la factura eléctrica gracias al autoconsumo. <https://www.pv-magazine-latam.com/2021/04/19/agricola-los-hualles-en-chile-ahorra-el-65-de-la-factura-electrica-gracias-al-autoconsumo/>

Ministerio Agricultura, G. y. (2020). *Superficie plantada de Olivo en La Rioja y Catamarca 2020*.

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, R. A. (2020). *Segunda Contribución Determinada a Nivel Nacional de la República Argentina*. Buenos Aires.

IAE General Mosconi", I. I. (octubre de 2021). INFORME DE TENDENCIAS ENERGÉTICAS. IAE.

Mundial, S. y. (2017). *Atlas Irradiancia solar horizontal*. <https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download/world>. Obtenido de <https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download/world> NACIÓN, S. D. (Julio de 2021). Disposicion_40-2021. *DI-2021-40-APN-SSEE#MEC*.

Renovables, A. I. (2021). : IRENA. Renewable capacity highlights. www.irena.org/statistics

SA, E. (2020). La energía a la deriva. IAE Instituto Argentino de la Energía General Mosconi.

TodoAgro.com. (s.f.). <https://www.todoagro.com.ar/una-app-conecta-productores-y-contratistas-disponibles-en-su-region/>.

11 AGRADECIMIENTOS

Aprovecho este espacio para expresar mi gratitud a los siguientes colaboradores, sin los cuales no podría haber realizado el presente Plan de Negocio:

A mi familia, pareja y amigos por apoyarme en este arduo camino e inspirarme todos los días a seguir desarrollándome para vivir mejor en una sociedad socio-ambientalmente mejor.

A Alejandro Ivanissevich y toda la familia de 360 Energy por la confianza y el apoyo para transitar este maravilloso camino de la maestría y de la sustentabilidad.

A Javier Ferreyra, por su guía y tutoría.

A mis compañeros de MBA por enriquecer los conceptos académicos con sus experiencias y por tornar las cursadas en espacios maravillosos.

Al plantel de profesores del MBA de la UTDT, por sus enseñanzas y por ayudarme a ampliar mis horizontes.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

12 ANEXOS

ANEXO A: Último Cuadros Tarifarios de EDEMSA y de ECSAPEM



CUADRO TARIFARIO MAYO - JULIO 2021 CON ACTUALIZACIÓN DE VAD - APROBADO MEDIANTE RES. EnRe N° 066-21

LOS VALORES INDICADOS CONSTITUYEN VALORES MÁXIMOS DENTRO DEL CUAL LA DISTRIBUIDORA FACTURARÁ A SUS USUARIOS, ESTABLECIDOS EN LA LEGISLACION VIGENTE.

TARIFA GRANDES DEMANDAS							
T3	GRANDES DEMANDAS CON CONSUMOS IGUALES O MAYORES A 300 KW						
ORGANISMOS PUBLICOS SALUD / EDUCACION							
Nivel de Tensión de Suministro:		Baja Tensión			Media Tensión		
	UNIDAD	VAD	MEM	TOTAL	VAD	MEM	TOTAL
Por Capacidad de Suministro Contratada en Hs.Pico	\$/KW-MES	917.70	135.98	1,053.68	366.27	126.80	493.07
Por Capacidad de Suministro Contratada en Hs. F. de Pico	\$/KW-MES	560.05	0.00	560.05	425.95	0.00	425.95
Cargo Fijo	\$/MES	1686.83	0.00	1,686.83	1,730.68	0.00	1,730.68
Cargo Variable por Consumo de Energía							
Periodo Horas Punta	\$/KWh.	0.0000	3.7559	3.7559	0.0000	3.4136	3.4136
Periodo Horas Resto	\$/KWh.	0.0000	3.6022	3.6022	0.0000	3.2739	3.2739
Periodo Horas Valle Nocturno	\$/KWh.	0.0000	3.4474	3.4474	0.0000	3.1332	3.1332
Por Consumo de Energía Reactiva							
Recargo por cada centésimo de Tg> 0,62 por la							
energía reactiva en exceso del 62% de la E. Activa	%					1.5	0.01
T3	GRANDES DEMANDAS CON CONSUMOS IGUALES O MAYORES A 300 KW						
GENERALES							
Nivel de Tensión de Suministro:		Baja Tensión			Media Tensión		
	UNIDAD	VAD	MEM	TOTAL	VAD	MEM	TOTAL
Por Capacidad de Suministro Contratada en Hs.Pico	\$/KW-MES	917.70	135.98	1,053.68	366.27	126.80	493.07
Por Capacidad de Suministro Contratada en Hs. F. de Pico	\$/KW-MES	560.05	0.00	560.05	425.95	0.00	425.95
Cargo Fijo	\$/MES	1686.83	0.00	1,686.83	1,730.68	0.00	1,730.68
Cargo Variable por Consumo de Energía							
Periodo Horas Punta	\$/KWh.	0.0000	6.9299	6.9299	0.0000	6.2984	6.2984
Periodo Horas Resto	\$/KWh.	0.0000	6.6390	6.6390	0.0000	6.0340	6.0340
Periodo Horas Valle Nocturno	\$/KWh.	0.0000	6.3470	6.3470	0.0000	5.7685	5.7685
Por Consumo de Energía Reactiva							
Recargo por cada centésimo de Tg> 0,62 por la							
energía reactiva en exceso del 62% de la E. Activa	%					1.5	0.01
T4	RIEGO AGRICOLA CON CONSUMOS IGUALES O MAYORES A 300 KW						
Nivel de Tensión de Suministro:		Baja Tensión			Media Tensión		
	UNIDAD	VAD	MEM	TOTAL	VAD	MEM	TOTAL
Por Capacidad de Suministro Contratada en Hs.Pico MEM	\$/KW-MES	0.00	156.49	156.49	0.00	129.06	129.06
Por Capacidad de Suministro Contratada en Hs.Pico Exced.	\$/KW-MES	957.93	0.00	957.93	372.60	0.00	372.60
Por Capacidad de Suministro Contratada en Hs. F. de Pico Exced	\$/KW-MES	595.17	0.00	595.17	433.76	0.00	433.76
Cargo Fijo	\$/MES	1686.83	0.00	1,686.83	1,730.68	0.00	1,730.68
Cargo Variable por Consumo de Energía							
Periodo Horas Punta	\$/KWh.	4.9523	6.9299	11.8822	1.7115	6.2984	8.0099
Periodo Horas Resto	\$/KWh.	4.9523	6.6390	11.5913	1.7115	6.0340	7.7455
Periodo Horas Valle Nocturno	\$/KWh.	4.9523	6.3469	11.2992	1.7115	5.7685	7.4800
Por Consumo de Energía Reactiva							
Rec. por C/KVAR excedido P/Pot.>100kW cos fi>= 0,85	\$/KVAR			0.01			
Rec. por C/KVAR excedido P/Pot.>100kW cos fi>= 0,95	\$/KVAR			0.01			

Business Plan – Juan Pablo Alagia



CUADRO TARIFARIO A USUARIO FINAL

Vigencia: desde el 1 de Abril hasta el 30 de Abril de 2021
Según ANEXOS I, III, IV y V de RES. EPRE N° 028 / 2021

Grandes Demandas en Tarifa de Peaje			
Concepto	Unidad		\$
TP Red de Baja Tensión			
Potencias superiores a 10 kw e inferiores a 300 kw			
Uso de Red	\$/kW - Mes		1521,294
Consumo de Potencia	\$/kW - Mes		15,718
Transporte de Otros Agentes	\$/kW - Mes		39,618
Consumo de Energía			
- Pico (P) de 18 a 23 hs.	\$/MWh		336,7097
- Resto (R) de 05 a 18 hs.	\$/MWh		323,0526
- Valle (V) de 23 a 05 hs.	\$/MWh		309,3960
Potencias iguales o superiores a 300 kw			
Uso de Red	\$/kW - Mes		1521,294
Consumo de Potencia	\$/kW - Mes		15,718
Transporte de Otros Agentes	\$/kW - Mes		39,618
Consumo de Energía			
- Pico (P) de 18 a 23 hs.	\$/MWh		847,2214
- Resto (R) de 05 a 18 hs.	\$/MWh		812,3050
- Valle (V) de 23 a 05 hs.	\$/MWh		777,2478
TP Borneos de Media/Baja Tensión			
Potencias superiores a 10 kw e inferiores a 300 kw			
Uso de Red	\$/kW - Mes		1279,663
Consumo de Potencia	\$/kW - Mes		9,169
Transporte de Otros Agentes	\$/kW - Mes		36,590
Consumo de Energía			
- Pico (P) de 18 a 23 hs.	\$/MWh		169,0992
- Resto (R) de 05 a 18 hs.	\$/MWh		181,4294
- Valle (V) de 23 a 05 hs.	\$/MWh		173,7596
Potencias iguales o superiores a 300 kw			
Uso de Red	\$/kW - Mes		1279,663
Consumo de Potencia	\$/kW - Mes		9,169
Transporte de Otros Agentes	\$/kW - Mes		36,590
Consumo de Energía			
- Pico (P) de 18 a 23 hs.	\$/MWh		475,8073
- Resto (R) de 05 a 18 hs.	\$/MWh		458,1979
- Valle (V) de 23 a 05 hs.	\$/MWh		436,5095
TP Red de Media Tensión			
Potencias superiores a 10 kw e inferiores a 300 kw			
Uso de Red	\$/kW - Mes		1193,079
Consumo de Potencia	\$/kW - Mes		7,568
Transporte de Otros Agentes	\$/kW - Mes		38,041
Consumo de Energía			
- Pico (P) de 18 a 23 hs.	\$/MWh		159,4509
- Resto (R) de 05 a 18 hs.	\$/MWh		152,9837
- Valle (V) de 23 a 05 hs.	\$/MWh		146,5164
Potencias iguales o superiores a 300 kw			
Uso de Red	\$/kW - Mes		1193,079
Consumo de Potencia	\$/kW - Mes		7,568
Transporte de Otros Agentes	\$/kW - Mes		38,041
Consumo de Energía			
- Pico (P) de 18 a 23 hs.	\$/MWh		401,2069
- Resto (R) de 05 a 18 hs.	\$/MWh		384,8720
- Valle (V) de 23 a 05 hs.	\$/MWh		368,0705

Grandes Demandas en Tarifa de Peaje			
Concepto	Unidad		\$
TP Borneos Alta/Media Tensión			
Potencias superiores a 10 kw e inferiores a 300 kw			
Uso de Red	\$/kW - Mes		919,026
Consumo de Potencia	\$/kW - Mes		4,989
Transporte de Otros Agentes	\$/kW - Mes		37,107
Consumo de Energía			
- Pico (P) de 18 a 23 hs.	\$/MWh		94,2433
- Resto (R) de 05 a 18 hs.	\$/MWh		90,4209
- Valle (V) de 23 a 05 hs.	\$/MWh		86,5984
Potencias iguales o superiores a 300 kw			
Uso de Red	\$/kW - Mes		919,026
Consumo de Potencia	\$/kW - Mes		4,989
Transporte de Otros Agentes	\$/kW - Mes		37,107
Consumo de Energía			
- Pico (P) de 18 a 23 hs.	\$/MWh		237,1329
- Resto (R) de 05 a 18 hs.	\$/MWh		227,9600
- Valle (V) de 23 a 05 hs.	\$/MWh		217,9477
TP Red de Alta Tensión			
Potencias superiores a 10 kw e inferiores a 300 kw			
Uso de Red	\$/kW - Mes		657,892
Consumo de Potencia	\$/kW - Mes		3,179
Transporte de Otros Agentes	\$/kW - Mes		36,546
Consumo de Energía			
- Pico (P) de 18 a 23 hs.	\$/MWh		59,3925
- Resto (R) de 05 a 18 hs.	\$/MWh		56,9835
- Valle (V) de 23 a 05 hs.	\$/MWh		54,5746
Potencias iguales o superiores a 300 kw			
Uso de Red	\$/kW - Mes		657,892
Consumo de Potencia	\$/kW - Mes		3,179
Transporte de Otros Agentes	\$/kW - Mes		36,546
Consumo de Energía			
- Pico (P) de 18 a 23 hs.	\$/MWh		149,4420
- Resto (R) de 05 a 18 hs.	\$/MWh		143,2831
- Valle (V) de 23 a 05 hs.	\$/MWh		137,0993

Riego Agrícola					
Concepto	Unidad	Tarifa de Referencia		Pago Distribuidora	Energía Velocida
		Riego Agrícola	Comp. Dec. 068/2021		
Baja Tensión					
Potencias menores a 300 kw					
Cargo de Fijo	\$/Mes	-	-	1127,977	-
Uso de Red	\$/kW - Mes	-	-	141,696	-
Consumo de Energía					
- Alta 14hs. a 23hs.	\$/kWh	10,0079	3,4816	4,8161	2,6857
- Baja 23hs. a 14hs.	\$/kWh	3,9317	1,3038	2,6294	2,5751
Potencias desde 300 kw					
Cargo de Fijo	\$/Mes	-	-	1127,977	-
Uso de Red	\$/kW - Mes	-	-	141,696	-
Consumo de Energía					
- Alta 14hs. a 23hs.	\$/kWh	31,9194	11,1043	8,8964	6,7559
- Baja 23hs. a 14hs.	\$/kWh	12,5396	4,1579	6,5270	6,4726
Media Tensión					
Potencias menores a 300 kw					
Cargo de Fijo	\$/Mes	-	-	10647,692	-
Uso de Red	\$/kW - Mes	-	-	91,678	-
Consumo de Energía					
- Alta 14hs. a 23hs.	\$/kWh	10,0079	3,5144	3,7744	2,5112
- Baja 23hs. a 14hs.	\$/kWh	3,7966	1,2934	2,4526	2,4077
Potencias desde 300 kw					
Cargo de Fijo	\$/Mes	-	-	10647,692	-
Uso de Red	\$/kW - Mes	-	-	91,678	-
Consumo de Energía					
- Alta 14hs. a 23hs.	\$/kWh	32,7737	11,5091	7,5801	6,3370
- Baja 23hs. a 14hs.	\$/kWh	12,4834	4,2029	6,0969	6,0521

(1) - La factura mínima es la equivalente a un consumo de 250 kWh en baja en el nivel de tensión que corresponda de la Tarifa Pago Distribuidora. (2) - La "Tarifa de Referencia" es la que paga el usuario. (3) - La "Tarifa Pago a Distribuidora" es la que recibe la distribuidora por prestar el servicio eléctrico.



CUADRO TARIFARIO DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA PROVINCIA DE MENDOZA
 Período 01 de Febrero al 30 de Abril de 2015
 Resolución EPRE 013 / 15 - ANEXO II y III

Grandes Demandas en Media y Alta Tensión		
Concepto	Unidad	\$
T2 Red de Media Tensión		
Potencias superiores a 10 kw e inferiores a 300 kw		
Cargo de Comercialización	\$/Mes	866,682
Uso de Red	\$/KW - Mes	67,570
Consumo de Potencia	\$/KW - Mes	3,796
Consumo de Energía		
- Pico (P) de 18 a 23 hs.	\$/kWh	0,3543
- Resto (R) de 05 a 19 hs.	\$/kWh	0,3440
- Valle (V) de 23 a 05 hs.	\$/kWh	0,3327
Subsidio Estado Nacional Pico (P)	\$/kWh	-0,2641
Subsidio Estado Nacional Resto (R)	\$/kWh	-0,2644
Subsidio Estado Nacional Valle (V)	\$/kWh	-0,2643
Potencias iguales o superiores a 300 kw		
Cargo de Comercialización	\$/Mes	866,682
Uso de Red	\$/KW - Mes	67,570
Consumo de Potencia	\$/KW - Mes	3,796
Consumo de Energía		
- Pico (P) de 18 a 23 hs.	\$/kWh	0,3543
- Resto (R) de 05 a 19 hs.	\$/kWh	0,3440
- Valle (V) de 23 a 05 hs.	\$/kWh	0,3327
Subsidio Estado Nacional Pico (P)	\$/kWh	-0,2641
Subsidio Estado Nacional Resto (R)	\$/kWh	-0,2644
Subsidio Estado Nacional Valle (V)	\$/kWh	-0,2643
T2 Borneos Alta / Media Tensión		
Potencias superiores a 10 kw e inferiores a 300 kw		
Cargo de Comercialización	\$/Mes	1181,715
Uso de Red	\$/KW - Mes	52,306
Consumo de Potencia	\$/KW - Mes	3,706
Consumo de Energía		
- Pico (P) de 18 a 23 hs.	\$/kWh	0,3498
- Resto (R) de 05 a 19 hs.	\$/kWh	0,3356
- Valle (V) de 23 a 05 hs.	\$/kWh	0,3255
Subsidio Estado Nacional Pico (P)	\$/kWh	-0,2576
Subsidio Estado Nacional Resto (R)	\$/kWh	-0,2581
Subsidio Estado Nacional Valle (V)	\$/kWh	-0,2573
Potencias iguales o superiores a 300 kw		
Cargo de Comercialización	\$/Mes	1181,715
Uso de Red	\$/KW - Mes	52,306
Consumo de Potencia	\$/KW - Mes	3,706
Consumo de Energía		
- Pico (P) de 18 a 23 hs.	\$/kWh	0,3498
- Resto (R) de 05 a 19 hs.	\$/kWh	0,3356
- Valle (V) de 23 a 05 hs.	\$/kWh	0,3255
Subsidio Estado Nacional Pico (P)	\$/kWh	-0,2576
Subsidio Estado Nacional Resto (R)	\$/kWh	-0,2581
Subsidio Estado Nacional Valle (V)	\$/kWh	-0,2573
T2 Red de Alta Tensión		
Potencias superiores a 10 kw e inferiores a 300 kw		
Cargo de Comercialización	\$/Mes	3791,430
Uso de Red	\$/KW - Mes	37,486
Consumo de Potencia	\$/KW - Mes	3,650
Consumo de Energía		
- Pico (P) de 18 a 23 hs.	\$/kWh	0,3408
- Resto (R) de 05 a 19 hs.	\$/kWh	0,3308
- Valle (V) de 23 a 05 hs.	\$/kWh	0,3215
Subsidio Estado Nacional Pico (P)	\$/kWh	-0,2541
Subsidio Estado Nacional Resto (R)	\$/kWh	-0,2543
Subsidio Estado Nacional Valle (V)	\$/kWh	-0,2543
Potencias iguales o superiores a 300 kw		
Cargo de Comercialización	\$/Mes	3791,430
Uso de Red	\$/KW - Mes	37,486
Consumo de Potencia	\$/KW - Mes	3,650
Consumo de Energía		
- Pico (P) de 18 a 23 hs.	\$/kWh	0,3408
- Resto (R) de 05 a 19 hs.	\$/kWh	0,3308
- Valle (V) de 23 a 05 hs.	\$/kWh	0,3215
Subsidio Estado Nacional Pico (P)	\$/kWh	-0,2541
Subsidio Estado Nacional Resto (R)	\$/kWh	-0,2543
Subsidio Estado Nacional Valle (V)	\$/kWh	-0,2543

Peajes - Grandes Demandas en Media y Alta Tensión		
Concepto	Unidad	\$
TP Red de Media Tensión		
Potencias superiores a 10 kw e inferiores a 300 kw		
Uso de Red	\$/KW - Mes	67,879
Consumo de Potencia	\$/KW - Mes	0,257
Transporte de Otros Agentes	\$/KW - Mes	3,575
Consumo de Energía		
- Pico (P) de 18 a 23 hs.	\$/kWh	21,8084
- Resto (R) de 05 a 19 hs.	\$/kWh	21,1193
- Valle (V) de 23 a 05 hs.	\$/kWh	20,5384
Subsidio Estado Nacional Pico (P)	\$/kWh	-16,2593
Subsidio Estado Nacional Resto (R)	\$/kWh	-16,4001
Subsidio Estado Nacional Valle (V)	\$/kWh	-16,2874
Potencias iguales o superiores a 300 kw		
Uso de Red	\$/KW - Mes	67,879
Consumo de Potencia	\$/KW - Mes	0,257
Transporte de Otros Agentes	\$/KW - Mes	3,575
Consumo de Energía		
- Pico (P) de 18 a 23 hs.	\$/kWh	21,8084
- Resto (R) de 05 a 19 hs.	\$/kWh	21,1193
- Valle (V) de 23 a 05 hs.	\$/kWh	20,5384
Subsidio Estado Nacional Pico (P)	\$/kWh	-14,1659
Subsidio Estado Nacional Resto (R)	\$/kWh	-14,2957
Subsidio Estado Nacional Valle (V)	\$/kWh	-14,1884
TP Borneos Alta / Media Tensión		
Potencias superiores a 10 kw e inferiores a 300 kw		
Uso de Red	\$/KW - Mes	52,306
Consumo de Potencia	\$/KW - Mes	0,160
Transporte de Otros Agentes	\$/KW - Mes	3,367
Consumo de Energía		
- Pico (P) de 18 a 23 hs.	\$/kWh	13,1043
- Resto (R) de 05 a 19 hs.	\$/kWh	12,7225
- Valle (V) de 23 a 05 hs.	\$/kWh	12,3418
Subsidio Estado Nacional Pico (P)	\$/kWh	-9,1667
Subsidio Estado Nacional Resto (R)	\$/kWh	-9,2845
Subsidio Estado Nacional Valle (V)	\$/kWh	-9,1654
Potencias iguales o superiores a 300 kw		
Uso de Red	\$/KW - Mes	52,306
Consumo de Potencia	\$/KW - Mes	0,160
Transporte de Otros Agentes	\$/KW - Mes	3,367
Consumo de Energía		
- Pico (P) de 18 a 23 hs.	\$/kWh	13,1043
- Resto (R) de 05 a 19 hs.	\$/kWh	12,7225
- Valle (V) de 23 a 05 hs.	\$/kWh	12,3418
Subsidio Estado Nacional Pico (P)	\$/kWh	-9,0998
Subsidio Estado Nacional Resto (R)	\$/kWh	-9,2277
Subsidio Estado Nacional Valle (V)	\$/kWh	-9,1074
TP Red de Alta Tensión		
Potencias superiores a 10 kw e inferiores a 300 kw		
Uso de Red	\$/KW - Mes	37,486
Consumo de Potencia	\$/KW - Mes	0,104
Transporte de Otros Agentes	\$/KW - Mes	3,434
Consumo de Energía		
- Pico (P) de 18 a 23 hs.	\$/kWh	8,2584
- Resto (R) de 05 a 19 hs.	\$/kWh	8,0178
- Valle (V) de 23 a 05 hs.	\$/kWh	7,7779
Subsidio Estado Nacional Pico (P)	\$/kWh	-6,1568
Subsidio Estado Nacional Resto (R)	\$/kWh	-6,1014
Subsidio Estado Nacional Valle (V)	\$/kWh	-6,1543
Potencias iguales o superiores a 300 kw		
Uso de Red	\$/KW - Mes	37,486
Consumo de Potencia	\$/KW - Mes	0,104
Transporte de Otros Agentes	\$/KW - Mes	3,434
Consumo de Energía		
- Pico (P) de 18 a 23 hs.	\$/kWh	8,2584
- Resto (R) de 05 a 19 hs.	\$/kWh	8,0178
- Valle (V) de 23 a 05 hs.	\$/kWh	7,7779
Subsidio Estado Nacional Pico (P)	\$/kWh	-6,0942
Subsidio Estado Nacional Resto (R)	\$/kWh	-6,4717
Subsidio Estado Nacional Valle (V)	\$/kWh	-6,2615

Riego Agrícola

Concepto	Unidad	Baja Tensión	
		Referencia (1)(1)	Pago Distribuidora (2)
Potencias hasta 10 kw			
Inferiores a 4000 kWh por bimestre			
Carga de Fijo	\$/Mes	90,68	90,68
Uso de Red	\$/KW - Mes	11,4710	11,4710
Consumo de Energía	\$/kWh	0,3382	0,5334
- Alta 14hs. a 23hs.	\$/kWh	0,1199	0,3653
- Baja 23hs. a 14hs.	\$/kWh		
Subsidio Estado Nacional Alta	\$/kWh		-0,2946
Subsidio Estado Nacional Baja	\$/kWh		-0,2946
Potencias hasta 10 kw iguales o superiores a 4000 kWh por bimestre			
Carga de Fijo	\$/Mes	90,68	90,68
Uso de Red	\$/KW - Mes	11,4710	11,4710
Consumo de Energía	\$/kWh	0,3382	0,5334
- Alta 14hs. a 23hs.	\$/kWh	0,1199	0,3653
- Baja 23hs. a 14hs.	\$/kWh		
Subsidio Estado Nacional Alta	\$/kWh		-0,2939
Subsidio Estado Nacional Baja	\$/kWh		-0,2939
Potencias Mayores a 10 kw y menores a 300 kw			
Carga de Fijo	\$/Mes	90,68	90,68
Uso de Red	\$/KW - Mes	11,4710	11,4710
Consumo de Energía	\$/kWh	0,4075	0,5334
- Alta 14hs. a 23hs.	\$/kWh	0,1601	0,3953
- Baja 23hs. a 14hs.	\$/kWh		
Subsidio Estado Nacional Alta	\$/kWh		-0,3826
Subsidio Estado Nacional Baja	\$/kWh		-0,3826
Potencias iguales o superiores a 300 kw			
Carga de Fijo	\$/Mes	90,68	90,68
Uso de Red	\$/KW - Mes	11,4710	11,4710
Consumo de Energía	\$/kWh	0,4075	0,5334
- Alta 14hs. a 23hs.	\$/kWh	0,1601	0,3953
- Baja 23hs. a 14hs.	\$/kWh		
Subsidio Estado Nacional Alta	\$/kWh		-0,3472
Subsidio Estado Nacional Baja	\$/kWh		-0,3476

Concepto	Unidad	Medio Tensión	
		Referencia (1)(1)	Pago Distribuidora (2)
Potencias hasta 10 kw			
Inferiores a 4000 kWh por bimestre			
Carga de Fijo	\$/Mes	860,713	860,713
Uso de Red	\$/KW - Mes	7,4220	7,4220
Consumo de Energía	\$/kWh	0,3480	0,4455
- Alta 14hs. a 23hs.	\$/kWh	0,1207	0,3414
- Baja 23hs. a 14hs.	\$/kWh		
Subsidio Estado Nacional Alta	\$/kWh		-0,2797
Subsidio Estado Nacional Baja	\$/kWh		-0,2797
Potencias hasta 10 kw iguales o superiores a 4000 kWh por bimestre			
Carga de Fijo	\$/Mes	860,713	860,713
Uso de Red	\$/KW - Mes	7,4220	7,4220
Consumo de Energía	\$/kWh	0,3480	0,4455
- Alta 14hs. a 23hs.	\$/kWh	0,1207	0,3414
- Baja 23hs. a 14hs.	\$/kWh		
Subsidio Estado Nacional Alta	\$/kWh		-0,2894
Subsidio Estado Nacional Baja	\$/kWh		-0,2894
Potencias Mayores a 10 kw y menores a 300 kw			
Carga de Fijo	\$/Mes	860,713	860,713
Uso de Red	\$/KW - Mes	7,4220	7,4220
Consumo de Energía	\$/kWh	0,4075	0,4455
- Alta 14hs. a 23hs.	\$/kWh	0,1548	0,3414
- Baja 23hs. a 14hs.	\$/kWh		
Subsidio Estado Nacional Alta	\$/kWh		-0,3820
Subsidio Estado Nacional Baja	\$/kWh		-0,3820
Potencias iguales o superiores a 300 kw			
Carga de Fijo	\$/Mes	860,713	860,713
Uso de Red	\$/KW - Mes	7,4220	7,4220
Consumo de Energía	\$/kWh	0,4075	0,4455
- Alta 14hs. a 23hs.	\$/kWh	0,1548	0,3414
- Baja 23hs. a 14hs.	\$/kWh		
Subsidio Estado Nacional Alta	\$/kWh		-0,3311
Subsidio Estado Nacional Baja	\$/kWh		-0,3315

La factura mínima es la equivalente a un consumo de 250 kWh en baja en el nivel de tensión que corresponda de la Tarifa Pago Distribuidora.
 La "Tarifa de Referencia" es la que paga el usuario. / La "Tarifa Pago a Distribuidora" es la que recibe la distribuidora por prestar el servicio eléctrico.

Business Plan – Juan Pablo Alagia

ANEXO B: Facturas ECSAPEM de Finca “A”

ENERGIA DE CATAMARCA
SOCIEDAD ANONIMA CON FINTE PUCUN ESTERIL, MENDOZA

CUIT: 30 - 71226290-3
 Ing Brutos: 75827
 Inicio de Actividades: 03-04-2012
 COND. IVA: RESPONSABLE INSCRIPTO
 Domicilio: AV. ENRIQUE OCAÑO 890
 San Fernando del Valle de Catamarca

Periodo de ultimo consumo:
31/05/2021 al 30/06/2021

Domicilio Real de Consumo:
RUTA PROV. N° 46
Cod.Postal: 5315-POMAN (VILLA) Barrio:

Actividad: T2/3 - Peaje
Tarifa: T3-MT2 PEAJE

Medidor Activa N° [REDACTED] F.M.: 1200
Medidor Reactiva N° [REDACTED] F.M.: 1200

Potencia	Contratada	Registrada
PotLHP	438,00	361,20
PotLHNP	622,80	598,80

Energia Activa	Lectura Anterior	Lectura Actual	Consumo Kwh
Punta	31/05/2021 1.715,65	30/06/2021 1.717,97	2.784,00
Resto	7.094,23	7.153,00	70.524,00
Valle	9.394,49	9.417,35	27.432,00
Total Energia Activa			100.740,00
Reactiva	7.803,77	7.900,91	116.568,00
Tangente Ft:	1,160	Recargo:	0,00

Tarifas aplicadas	Funcion	Cantidad dias	\$ / KW
Potencia Hora Punta	2	2	142,0700
Potencia Hora Punta	23	23	142,0700
Potencia Hora Punta	5	5	366,2700
Potencia Hora NO Punta	2	2	165,2300
Potencia Hora NO Punta	23	23	165,2300
Potencia Hora NO Punta	5	5	425,9500
Energia en Punta	2	2	0,3149
Energia en Punta	23	23	0,3149
Energia en Punta	5	5	0,3149
Energia en Resto	2	2	0,3017
Energia en Resto	23	23	0,3017
Energia en Resto	5	5	0,3017
Energia en Valle	2	2	0,2884
Energia en Valle	23	23	0,2884
Energia en Valle	5	5	0,2884

Cod. 17
A

Liquidacion de Servicios Publicos
C.E.S.P. N°: 32263003694499 Fecha Vto. C.E.S.P.: 07/07/2021

L.S.P. N° 0011-0 [REDACTED]

E 1 [REDACTED] **001-00** [REDACTED]

REGINA S.A.

CUIT: 30 [REDACTED] Cond.Fiscal: Resp.Inscr. 21%

Cod.Postal: 1364 CAPITAL FEDERAL Capital Federal

CODIGO DE PAGO ELECTRONICO: [REDACTED]

Periodo: 06-2021 Remesa: 11 360-[REDACTED]

Fecha Emision: 02/07/2021
FECHA VENCIMIENTO 22/07/2021
Fecha suspension: 05/08/2021 Prox.Vto.: 20/08/2021

A la fecha de emision de esta factura Ud. registra deudas pendientes con ECSAPEM.

Detalle	Importe
CARGO FIJO VAD	847,88
CAPACIDAD SUMINISTRO RE. PUNTA VAD	78.593,26
CAPACIDAD SUMINISTRO Re. No PUNTA VAD	38.564,68
POR CONSUMO DE ENERGIA RE. FIJO VAD	876,68
POR CONSUMO DE ENERGIA RE. RESTO VAD	21.277,09
POR CONSUMO DE ENERGIA RE. VALLE VAD	7.911,39
BASICO	148.070,98
TASA (OCUP. RESP. ANEXO)	6,80%
SUB-TOTAL	8.884,26
SUB-TOTAL	156.955,24
IVA BASICO	21,00%
SUB-TOTAL IC S.A.P.R.M.	32.960,60
SUB-TOTAL	189.915,84
DIBITO REDONDEO w/RES 026-2020	5,29
CREDITO REDONDEO w/RES 026-2020	1,13

UNICO AVISO

Transcurridos 10 días hábiles de la fecha del Vencimiento de la factura. La Distribuidora se encuentra facultada a suspender el servicio

A Pagar 189.920,00


MBA Intensivo 2x2 2019- Universidad Torcuato Di Tella

Página 101 de 109


Business Plan – Juan Pablo Alagia



Facturas EDEMSA de Finca "C"



CUIT: 30-69954243-4
Ingresos Brutos: 0425812
Est. N°: 01-0435812-01
Sede Timbrado 01
Res. DGR N° 542/98
Inicio Act. SL/08/1999
Situación frente al IVA Inscripto
Belgrano 815 - Ciudad,
Mendoza - M5500FKJ
Tel: 0800-3332672



LIQUIDACION DE
SERVICIOS PUBLICOS
(REG AFIP 3571/13)

NIC | 307 [REDACTED]
Número Identificación Suministro

Id - Suministro | 1307 [REDACTED]

FACTURA N° 0003-00964480


Fecha emisión: 04/04/2020	Vencimiento actual: 22/04/2020
Fecha Vta. C.F.S.P.: 07/04/2020	Próximo Vencimiento: 20/05/2020

C.F.S.P.N°: 31134003042933
Fecha Vta. C.F.S.P.: 07/04/2020
CODIGO PAGO ELECTRONICO 30/3774

[REDACTED] S SA -
P2 DB

[REDACTED] TO MENDOZA
CAT. IVA: Responsable Inscripto N° CUIT: [REDACTED]

Domicilio suministro: [REDACTED] ALLE ALTO S.A. POR [REDACTED] LANGATO MENDOZA
Id Factura: [REDACTED]

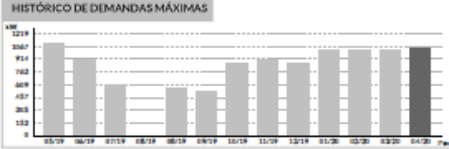


REGISTRO DE DEUDA

Tarifa: T2RAMT

Detalle, Medición, Lectura y Consumo									TOTAL A PAGAR		VENCIMIENTO	
Fecha Lec. Anterior	Fecha Lec. Actual	Días	Tramos Horarios	Lectura Anterior	Lectura Actual	Factor Multipl.	Consumo kWh	Potencia RegistraW	\$			
01/03/2020	01/04/2020	31	Alta 5h a 23hs Baja 23h a 5hs Inactiva	165,00 201,60 181,50	192,10 391,80 206,50	1800,00 1800,00 1800,00	131126,00 148916,00 103800,00	3012 3022	\$ 1.726.726,00		22/04/2020	

HISTÓRICO DE DEMANDAS MÁXIMAS



1. Conceptos Eléctricos

Cargo	Unidad	Consumo	P. Unitario	Importe
Cargo Comercialización	\$/par	500	52,024000	0,053,78
Uso de Red	kWh	113507	4,169200	473,495,02
Energía Alta	kWh	17223	4,169200	71,709,05
Energía Alta Excedida	kWh	145035	3,205000	461,293,63
Energía Baja	kWh	23025	3,205000	73,836,45
Energía Baja Excedida	kWh	330400	0,003340	1,103,54
Cargo Transitorio Res. DE 1866/05 FONINVENIM	kWh	142	52,024000	7,387,41
Exceso de Potencia	kVAh	2032	2,150000	4,369,00
Recargo Factor Potencia				62,160,70
Recargos por mora 036605 653634				1,942,00
Cargo Comercialización Res. M2yH 281 E17				70,00
Cargo Administración Res. M2yH 281 E17				30,207,94
Impuestos Provinciales Leyes 6922/0360 1180		3,00%		

Subtotal \$ 1.273.597,82

Información al usuario

Detalle de deuda al 01/04/2020

Periodo	Factura	Vta	Imp. Neto
03/20	003454	22/03/2020	1.290.335,00

TOTAL ADEUDADO 1.290.335,00

No se incluyen facturas incluidas en planes de pago. El pago de este recibo no prescinde la cancelación de facturas anteriores.

2. Conceptos Eléctricos no alcanzados por impuestos

Concepto	Unidad	Consumo	P. Unitario	Importe
Débito Pago Duplicado				0,00
Redondeo				-0,05
Ajuste redondeo factura anterior				0,03

Subtotal \$ 0,58

EDEMSA INFORMA

Pagar a www.edemsa.com para ver el listado de entidades rectoras habilitadas y lugares para pago con tarjeta de débito.

Si su suministro se encuentra suspendido, al realizar el pago de su factura recuadre informarlo a través de nuestra Oficina Virtual.

Código de Link Pago/Identificador Red/Banco: 30/3774

3. Impuestos, tasas y contribuciones

Nacionales	Alfuente	Base	Importe
I. V. A. Resp. Inscripto	27,00%	1.273.597,82	343.871,41

Provinciales

Tasa	Tasa	Base	Importe
Tasa Fisco y Control-Ley6407-Res. M2yH 6/16	1,50%	1.273.597,82	19.103,07
CCCE Ley6407-Dto1742/16-Res. M2yH 6/16	5,00%	1.273.597,82	63.879,09
Imp. sellos-Art1240 Cod Fiscal-Ley6523 - nuevo contrato		1.764.821,96	26.472,33


Municipales

Subtotal \$ 453.127,60

VENCIMIENTO 22/04/2020

\$ 1.726.726,00

TOTAL CONCEPTOS ELECTRICOS(A)



1817367377420201200000017267260001

A. TOTAL \$ 1.726.726,00

4. Conceptos No Eléctricos

B. TOTAL \$ 0,00

Business Plan – Juan Pablo Alagia

ANEXO C:

Simulación de Producción Energía Planta Solar con tracker para Finca “A”



PVsyst V7.2.6

VC9, Simulation date:
24/09/21 19:03
with v7.2.6

Project: Finca [REDACTED]

Variant: Tracker_A [REDACTED] W_620kWp Pitch 6m

360 Energy S.A. (Argentina)

Main results

System Production

Produced Energy

1374 MWh/year

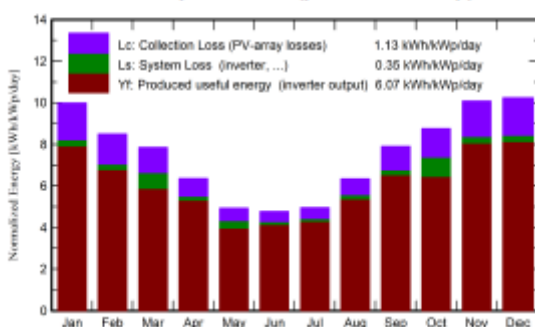
Specific production

2217 kWh/kWp/year

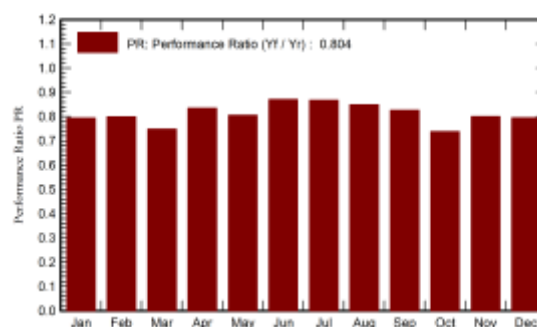
Performance Ratio PR

80.40 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	237.0	83.77	26.93	309.6	293.1	158.2	152.4	0.794
February	182.5	60.42	25.45	238.0	225.3	122.4	117.9	0.799
March	185.0	63.82	23.22	243.7	230.4	127.8	113.1	0.748
April	141.6	45.20	19.38	190.9	180.0	102.3	98.8	0.835
May	112.9	35.34	14.81	152.7	143.7	83.5	76.3	0.806
June	102.8	25.24	10.72	143.1	134.6	79.8	77.2	0.870
July	112.1	26.84	10.14	153.6	144.6	85.4	82.6	0.867
August	143.3	33.09	14.39	196.7	185.8	107.2	103.5	0.849
September	174.7	40.76	18.07	237.2	224.6	126.1	121.5	0.826
October	205.6	64.14	22.43	271.7	257.3	142.0	124.3	0.738
November	229.2	64.41	24.48	302.4	287.0	155.9	150.1	0.801
December	244.3	77.92	26.30	317.3	300.7	162.4	156.4	0.795
Year	2071.1	620.95	19.66	2757.1	2607.0	1453.1	1374.2	0.804

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio

Business Plan – Juan Pablo Alagia

Simulación de Producción Energía Planta Solar con estructura fija para Finca “A”



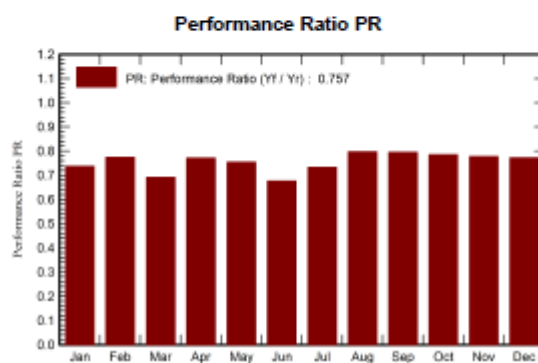
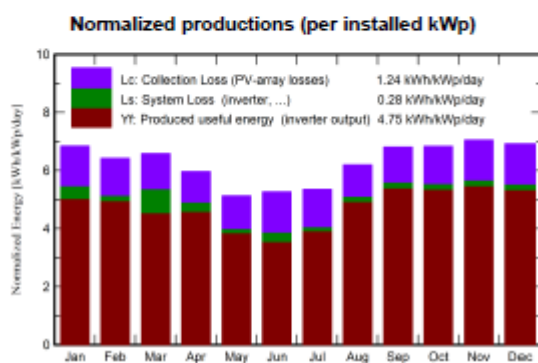
PVsyst V7.2.6
 VC3, Simulation date:
 24/09/21 19:20
 with v7.2.6

Project: Finca [REDACTED]
 Variant: Estructura Fija [REDACTED] 620kWp
 360 Energy S.A. (Argentina)

Main results

System Production
 Produced Energy **1075 MWh/year**

Specific production
 Performance Ratio PR **75.70 %**



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	237.0	83.77	26.93	212.0	198.1	105.2	96.8	0.737
February	182.5	60.42	25.45	179.6	168.3	89.4	86.2	0.774
March	185.0	63.82	23.22	204.1	191.9	103.3	87.5	0.691
April	141.8	45.20	19.38	178.8	168.3	91.6	85.5	0.772
May	112.9	35.34	14.81	158.8	148.5	77.0	74.3	0.754
June	102.8	25.24	10.72	157.9	146.9	72.4	66.2	0.676
July	112.1	26.84	10.14	165.9	155.0	78.2	75.4	0.733
August	143.3	33.09	14.39	192.1	181.1	98.4	94.9	0.797
September	174.7	40.76	18.07	204.2	192.8	104.3	100.6	0.794
October	205.6	64.14	22.43	211.7	198.9	106.8	103.1	0.785
November	229.2	64.41	24.48	211.4	198.1	105.6	101.9	0.778
December	244.3	77.92	26.30	214.4	200.4	106.5	102.7	0.773
Year	2071.1	620.95	19.66	2290.9	2148.3	1138.8	1075.0	0.757

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation
 T_Amb Ambient Temperature
 GlobInc Global incident in coll. plane
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 EArray Effective energy at the output of the array
 E_Grid Energy injected into grid
 PR Performance Ratio



Business Plan – Juan Pablo Alagia

ANEXO D:

Flujo de Fondos Finca “A” escenario optimista con Tracker, y 70% de autoconsumo y sin financiación

	TOTAL	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
FLUJOS OPERATIVOS (CON AJUSTES FINANCIEROS POR PAGO DE IVA Y CAPITAL DE TRABAJO)													
Ingresos	1,641	69	123	94	93	93	92	92	92	91	91	90	90
Precio PPA Ajustado		56.6	75.5	75.5	75.5	75.5	75.5	75.5	75.5	75.5	75.5	75.5	75.5
Energía Generada (MWh)		1,000.9	1,365.8	1,357.6	1,349.4	1,341.3	1,333.3	1,325.3	1,317.3	1,309.4	1,301.6	1,293.8	1,286.0
Ahorros por autoconsumo directo		52.9	72.2	71.7	71.3	70.9	70.5	70.0	69.6	69.2	68.8	68.4	68.0
Créditos por venta de excedentes a la red		16.4	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9
IIBB		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Egresos	(107)	(4.5)	(6.0)	(6.0)	(6.0)	(6.0)	(6.0)	(6.0)	(6.0)	(6.0)	(6.0)	(6.0)	(6.0)
Otros Gastos Operativos		(4.5)	(6.0)	(6.0)	(6.0)	(6.0)	(6.0)	(6.0)	(6.0)	(6.0)	(6.0)	(6.0)	(6.0)
Gastos Administrativos		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impuestos Indirectos	(0.5)	(0.7)	(0.7)	(0.7)	(0.7)	(0.7)	(0.7)	(0.7)	(0.7)	(0.7)	(0.7)	(0.7)	(0.7)
Tasa Seguridad e Higiene		(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)
Impuestos a los débitos y créditos		(0.4)	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.6)
EBITDA	1,522	64.3	116.0	87.0	86.5	86.1	85.7	85.3	84.9	84.4	84.0	83.6	83.2
Inversión	(611)	(610.9)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Obras (civil y electromecánicas)		(607)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compra Contrato		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impuesto al débito y crédito		(4)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impuesto al sello		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IVA sobre Inversión		(51)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Recupero de IVA		39	14.6	24.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Incremental de potencia (MW)</i>		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación Capital de Trabajo		(9)	(10.6)	(3.6)	0.1	0.1	3.8	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Menores ingresos por dif. de cambio		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FCF PRE FINANCING & TAX	890	(593.6)	137.2	87.1	86.6	89.9	85.8	85.3	84.9	84.5	84.1	83.7	83.3
Financiación													
Impuesto a las Ganancias													
FCF POST TAX	890	(593.6)	137.2	87.1	86.6	89.9	85.8	85.3	84.9	84.5	84.1	83.7	83.3
Cash acumulado (post repago deuda)		(593.6)	(456.4)	(369.4)	(282.8)	(192.8)	(107.1)	(21.7)	63.2	147.7	231.8	315.4	398.7
		Sin VI											
TIR UNLEVERED (PRE-TAX)		14.4%											
NPV (U\$S 000)		15%	-\$12										



Business Plan – Juan Pablo Alagia

Flujo de Fondos Finca “A” escenario optimista con Estructura Fija, sin financiación y 70% de autoconsumo

	TOTAL	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
FLUJOS OPERATIVOS (CON AJUSTES FINANCIEROS POR PAGO DE IVA Y CAPITAL DE TRABAJO)													
Ingresos	1,149	48	95	65	65	64	64	64	64	63	63	63	62
Ajuste		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Precio PPA Ajustado		49.4	65.9	65.9	65.9	65.9	65.9	65.9	65.9	65.9	65.9	65.9	65.9
Potencia disponible (neta de degradación)		0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Energía Generada (MWh)		783	1,069	1,062	1,056	1,049	1,043	1,037	1,031	1,024	1,018	1,012	1,006
Ahorros por autoconsumo directo		36	49	49	49	48	48	48	48	47	47	47	46
Créditos por venta de excedentes a la red		12	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
IIBB		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Egresos	(178)	(8)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)
Otros Gastos Operativos		(8)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)
Gastos Administrativos		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impuestos Indirectos	(0)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Tasa Seguridad e Higiene		(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Impuestos a los débitos y créditos		(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
EBITDA	963	40	85	54	54	54	54	53	53	53	52	52	52
Inversión	(543)	(543)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Obras (civil y electromecánicas)		(539)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Conexión al SADI y otros		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impuesto al débito y crédito		(4)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impuesto al sello		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IVA sobre Inversión		(45)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Recupero de IVA		34	10	20	4	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Incremental de potencia (MW)</i>		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación Capital de Trabajo		(6)	(7)	(2)	0	0	3	0	0	0	0	0	0
Menores ingresos por dif. de cambio		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FCF PRE FINANCING & TAX	403	(545)	102	58	54	57	54	53	53	53	53	52	52
Financiación													
Capital		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Interés		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Comisiones		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impuesto a las Ganancias													
FCF POST TAX	403	(545)	102	58	54	57	54	53	53	53	53	52	52
Cash acumulado (post repago deuda)		(545)	(442)	(384)	(330)	(273)	(220)	(166)	(113)	(60)	(8)	44	96
Sin VT													
TIR UNLEVERED (PRE-TAX)													8.5%
NPV (US\$ 000)		15%											-\$143



Business Plan – Juan Pablo Alagia

Flujo de Fondos Finca “A” escenario pesimista con Estructura Fija, sin financiación y 53% de autoconsumo

	TOTAL	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
FLUJOS OPERATIVOS (CON AJUSTES FINANCIEROS POR PAGO DE IVA Y CAPITAL DE TRABAJO)													
Ingresos	1,108	46	92	62	62	62	62	61	61	61	61	60	60
Ajuste		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Precio PPA Ajustado		49.4	65.9	65.9	65.9	65.9	65.9	65.9	65.9	65.9	65.9	65.9	65.9
Potencia disponible (neta de degradación)		0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Energía Generada (MWh)		783	1,069	1,062	1,056	1,049	1,043	1,037	1,031	1,024	1,018	1,012	1,006
Ahorros por autoconsumo directo		27	37	37	37	37	36	36	36	36	36	35	35
Créditos por venta de excedentes a la red		19	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
IIBB		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Egresos	(178)	(8)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)
Otros Gastos Operativos		(8)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)
Gastos Administrativos		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impuestos Indirectos	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Tasa Seguridad e Higiene		(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Impuestos a los débitos y créditos		(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
EBITDA	922	38	82	52	51	51	51	51	51	50	50	50	50
Inversión	(543)	(543)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Obras (civil y electromecánicas)	(539)	(539)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Conexión al SADI y otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impuesto al débito y crédito	(4)	(4)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impuesto al sello	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IVA sobre Inversión	(45)	(45)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Recupero de IVA	34	10	19	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Incremental de potencia (MW)</i>													
Variación Capital de Trabajo	(4)	(5)	(2)	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0
Menores ingresos por dif. de cambio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FCF PRE FINANCING & TAX	363	(545)	99	56	52	53	51	51	51	50	50	50	50
Financiación													
Capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Interés	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Comisiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impuesto a las Ganancias													
FCF POST TAX	363	(545)	99	56	52	53	51	51	51	50	50	50	50
Cash acumulado (post repago deuda)		(545)	(446)	(389)	(338)	(285)	(234)	(183)	(132)	(82)	(31)	19	68
Sin VT													
TIR UNLEVERED (PRE-TAX)													7.9%
NPV (US\$ 000)		15%											-\$156



Business Plan – Juan Pablo Alagia

ANEXO E:

Flujo de Fondos para la compañía en función de los objetivos planteados:

Flujo de Fondos - Nueva Unidad de Negocios - Servicios EPCs y O&M Fincas Solares NOA-CUYO											
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ingresos	<i>Fincas EPC</i>	2	4	6	-	-	-	-	-	-	-
	<i>Fincas O&M</i>	0.5	3	5.5	12	12	12	12	12	12	12
Ingresos por EPC (construcción)	-	1,200,000	2,400,000	3,600,000	-	-	-	-	-	-	-
Ingreso por Servicio O&M	-	5,000	30,000	75,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000
Total Ingresos	-	1,205,000	2,430,000	3,675,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000
Egresos Operativos											
CAPEX (incluye Imp. Debitos y créditos)	-	1,030,000	2,060,000	2,884,000	-	-	-	-	-	-	-
OPEX (O&M)	-	2,500	15,000	27,500	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000
Marketing	5,000	5,000	7,000	8,000	-	-	-	-	-	-	-
Overhead EPC (Estructura adicional p/EPC)	-	-	80,000	80,000	-	-	-	-	-	-	-
Overhead O&M (Estructura adicional p/O&M)	-	-	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000
Inversiones											
Capital de Trabajo (Equipos Parque 1)	206,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Egresos	211,000	1,037,500	2,182,000	3,019,500	80,000	80,000	80,000	80,000	80,000	80,000	80,000
Resultado Operativo	-202,349	160,633	237,832	628,625	38,360	38,360	38,360	38,360	38,360	38,360	38,360
<i>Depreciación activos (x Amortizaciones)</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Intereses deuda</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35% Impuesto a las Ganancias	-	-56,221	-83,241	-220,019	-13,426	-13,426	-13,426	-13,426	-13,426	-13,426	-13,426
4.1% Imp Deb-Cred O&M e IIBB	8,651	-6,868	-10,168	-26,876	-1,640	-1,640	-1,640	-1,640	-1,640	-1,640	-1,640
IVA Financiero	-3,390	3,390	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valor Residual (perpetuidad)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado después de Impuestos	-205,739	107,801	154,591	408,606	24,934	24,934	24,934	24,934	24,934	24,934	24,934
Tasa de descuento	15%										
TIR Proyecto	71%										
VAN Proyecto	341,767										