

**Trabajo de tesis presentado para obtener el título de
MAGISTER EN ENERGÍA Y AMBIENTE
Escuela de Postgrado - ITBA**

**MINI GRIDS RENOVABLES:
CONVERSIÓN DE REDES AISLADAS DIESEL A PV-DIESEL**

Ariadna Hatrick
Ing. Industrial – ITBA
Leg. 503173

Tutor

Ing. Patricio Neffa (GENNEIA S.A.)

Jurado

Mag. Lic. Evelin Goldstein (UBA)

Dr. Ing. Miguel Aguirre (ITBA)

Dra. Ing. Cecilia Smoglie (ITBA)

Declaración

Declaro bajo juramento que yo, Ariadna Hatrick DNI 35184705, estudiante de la Maestría de Energía y Ambiente del Instituto tecnológico de Buenos Aires, he escrito y desarrollado completamente sola la Tesis “Mini grids renovables: conversión de mini redes aisladas diesel a PV-Diesel”. Cualquier pensamiento o cita de otras personas ha sido debidamente referenciado. Este trabajo de tesis no ha sido publicada ni presentada anteriormente para obtener algún grado académico o título profesional.

Buenos Aires, Septiembre del 2019

Lugar y fecha



Ariadna Hatrick

Abstracto:

Las redes basadas en energías renovables, suelen ser sistemas híbridos con un porcentaje significativo de energía renovable utilizado para generar la energía eléctrica. Estas redes continúan ganando momento como soluciones energéticas en áreas donde la demanda no es abastecida, y donde la red principal aún no ha llegado. Las mismas se encuentran en un estadio de madurez, comprobado por su creciente confiabilidad y la reducción del impacto ambiental, permitiendo que las poblaciones locales tengan el control sobre la energía que utilizan mientras disminuyen sus costos. Estas redes brindan energía eléctrica en comunidades remotas, permiten a las industrias existir en lugares aislados y proveen respaldo en lugares donde la red principal no es confiable. Las redes del futuro utilizarán mayor energía de fuentes renovables y proveerán mayor energía confiable a un costo menor. En la presente tesis de maestría, se estudia la conversión de una red aislada existente en el norte de Argentina a base de combustible diesel, por una red híbrida que incorpora un porcentaje significativo de energía renovable en su mix, particularmente la energía solar fotovoltaica (PV).

ÍNDICE

1. Introducción	- 6 -
2. ¿Qué es una mini red?	- 6 -
2.1 Funciones de una mini red	- 6 -
2.2 Tipos de mini redes.	- 7 -
2.3 ¿Qué es una mini red híbrida?	- 9 -
2.4 Funcionamiento y tecnologías state-of-the-art	- 9 -
2.5 Planificación y diseño	- 10 -
2.6 Planificación de los recursos	- 11 -
2.7 Planificación de las cargas	- 11 -
2.7.1 Atributos clave	- 11 -
2.8 Control, gestión y medición (CMM)	- 12 -
2.8.1 Control	- 12 -
2.8.2 Comunicación de los datos	- 13 -
2.8.3 Medición y monitoreo	- 14 -
2.8.4 Conexión con equipamiento y con otras redes	- 15 -
2.9 Almacenamiento	- 17 -
2.9.1 Almacenamiento electroquímico	- 17 -
2.10 Otras tecnologías electroquímicas prometedoras	- 21 -
Almacenamiento mecánico	- 21 -
3. Paneles fotovoltaicos	- 23 -
3.1 Tecnología	- 23 -
3.2 Costos	- 23 -
3.3 Principio de funcionamiento	- 24 -
3.4 Consideraciones socio-ambientales	- 25 -
4. Costos de las mini grids renovables	- 26 -
5. Beneficios de las mini grids renovables	- 28 -
5.1 Beneficios del servicio AB (Autónomo Básico)	- 29 -
5.2 Beneficios del servicio AF (Autónomo Full)	- 29 -
5.3 Beneficios de Comunidades Interconectadas (IC)	- 30 -
5.4 Beneficios de la aplicación de grandes industrias interconectadas (ILI)	- 31 -
6. Despliegue de las mini grids	- 32 -
7. Casos mundiales	- 36 -
7.1 Estados Unidos	- 36 -
7.2 África	- 36 -
7.3 India	- 37 -
7.4 Bolivia	- 38 -
8. Contexto mundial:	- 39 -
8.1 Protocolo de Kyoto	- 39 -
8.2 COP21	- 39 -
8.3 La huella de Carbono	- 40 -
9. Argentina	- 41 -
9.1 Regulaciones y políticas públicas	- 41 -
9.2 Situación energética actual	- 44 -
9.3 Emisiones de CO2 en Argentina	- 45 -
10. Casos de aplicación de mini grids renovables en Argentina	- 48 -

10.1	Construcción de la primera planta híbrida solar de Chaco, en Comandancia Frías. ...	- 48 -
10.1.2	Mejoras.....	- 52 -
10.2	Otros casos	- 55 -
10.2.1	Conversión de la Central Piedra Negra en central híbrida termo-fotovoltaica de La Quiaca, en la provincia de Jujuy.	- 55 -
10.2.2	Central híbrida en Antofagasta de la Sierra, Catamarca.....	- 56 -
11.	Conclusiones	- 57 -
12.	Las mini grids renovables del futuro	- 59 -
13.	Referencias	- 60 -
14.	Glosario	- 61 -
15.	Anexos	- 62 -
15.1	Ficha técnica paneles Canadian Solar	- 62 -
15.2	Ficha técnica SMA STP 60.....	- 62 -
15.3	Ficha técnica SMA Fuel Save Controller.....	- 62 -
15.4	Ficha técnica generadores Himoina	- 62 -
15.5	Salida Sunny Design Comandancia Frías.....	- 62 -

1. INTRODUCCIÓN

Las mini redes o también llamadas micro redes, brindan electricidad a comunidades remotas, permiten operar a las industrias en lugares aislados y/o brindar respaldo a la red principal en caso de falla. Sin embargo, las mini redes del pasado tenían su razón de ser en los combustibles fósiles. Los cambios tecnológicos proveen hoy en día una oportunidad para que las mismas evolucionen. En el futuro utilizarán mucha más energía proveniente de recursos renovables, convirtiéndose así, en una alternativa mucho más atractiva que los contaminantes combustibles fósiles, además de proveer energía de manera más confiable. Las mini redes que utilizan energías renovables en su mix, tienen el potencial de brindar soluciones de menores costos para las regiones que no disponen de energía, de apoyar a las comunidades a mejorar su uso de fuentes de energía más limpias, y de incrementar la resiliencia de industrias y negocios. Cabe destacar que es indistinto el uso de los términos mini redes, micro redes o micro grids.

2. ¿QUÉ ES UNA MINI RED?

Según el Lic. Gisbert, Gerente Comercial de QMAX, empresa argentina líder en diseño y producción de equipos para energías sustentables, *“Las microredes son configuraciones que permiten a un grupo de usuarios aislados compartir fuentes de generación, conversión y acumulación para lograr un mejor aprovechamiento de los recursos renovables y, por supuesto, también del equipamiento”*.

Las micro redes, también conocidas como mini redes, pueden ser definidas como un set de generadores de electricidad y posiblemente sistemas de almacenaje interconectados a una red de distribución que provee energía a un grupo de consumidores.

2.1 FUNCIONES DE UNA MINI RED

Las funciones principales para las tecnologías de las mini redes son: generación; almacenaje; control, gestión y medición (CMM por sus siglas en inglés); conversión y consumo.

La siguiente Figura presenta un ejemplo de una mini red renovable. La planificación y el diseño son indispensables para conectar las 5 funciones principales, antes de la construcción y durante la operación.

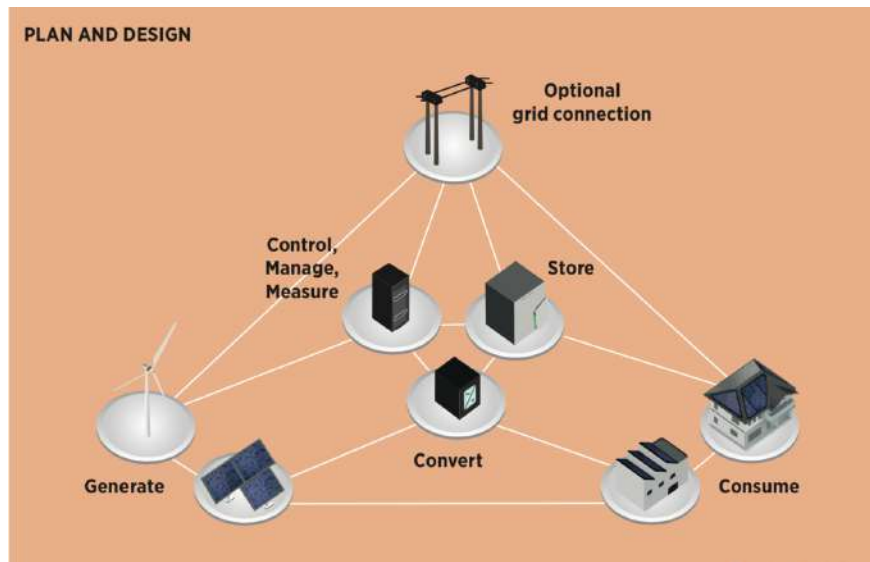


Fig. 1 Ejemplo de mini grid renovable. Fuente: **International Renewable Energy Agency. (2016). Innovation outlook: Renewable mini-grids. www.irena.org/publications/2016/Sep/Innovation-Outlook-Renewable-mini-grids**

Las mini redes pueden diseñarse para entregar potencia a distintos niveles de servicio, dependiendo de la demanda. Las mismas se pueden categorizar de acuerdo a su conexión con la red y el nivel de servicio que proveen. Una red renovable puede ser interconectada a la red central o independiente de las redes vecinas, en ese caso se considera autónoma. Las mini grids renovables pueden proveer distintos niveles de servicio, desde los básicos como ser únicamente iluminación, hasta niveles más altos que incluyan satisfacer una demanda comercial.

2.2 TIPOS DE MINI REDES.

Las mini redes son infraestructuras integradas de energía con cargas y fuentes, incluyendo generadores a través de fuentes renovables como el solar fotovoltaico (PV) y los aerogeneradores; sistemas de almacenaje como las baterías de ácido-plomo; equipamiento para la conversión como los inversores; y equipos para control, gestión y medición (CMM). Éstas cargas junto con las fuentes de energía están interconectadas a los usuarios a través de una red de distribución.

Además de poder clasificarse según su conexión a la red, las mini redes pueden clasificarse por los distintos niveles de servicio que pueden proveer a través de un ranking o “tier”. Por ejemplo, una linterna solar por su bajo nivel de servicio obtendría un Tier 1. Las mini grids renovables típicamente proveen energía en un Tier 3 o superior. A continuación se combinaron los distintos niveles de servicio (tiers) en conjunto con el tipo de conexión que poseen a la red nacional, obteniéndose así 4 tipos de mini grids renovables:

	Lower Tier of Service	Higher Tier of Service
Autonomous	AB (Autonomous Basic service) Typical generation sources are solar PV, hydro and biomass, with diesel as possible back-up. Storage is limited, to reduce costs. Power is supplied for less than 24 hours and may be turned off when there is insufficient renewable energy to meet load. Design for energy provision for lighting and communication is basic, with limited support for motors and large loads. Tier of service: Tier 3-4 (less than 24-hour power) Socio-economic considerations: The target is low-income communities with limited funds and capacity to pay. The focus is on providing basic access to energy services to meet rural development goals. Typical consumers: Remote community without major commercial or industrial activity. Sample loads: Power for lighting, radio, mobile phone, fridge, TV, limited minor productive uses (e.g., chilling drinks, hair dressing, small livestock, water pumping for small farms).	AF (Autonomous Full service) Typical generation sources are solar PV, hydro and wind, with diesel generators as a back-up. Larger amounts of storage and more reliable service compared with AB. Tier of service: Tier 5 (24-hour power) typically Socio-economic considerations: AF requires higher capacity to pay for power. The size of the grid is typically larger, enabling economies of scale and allowing increased energy demand. The service may include larger commercial and industrial users that require higher reliability and use motors. Typical consumers: Remote communities, islands, consumers with major commercial or industrial requirements; industrial sites disconnected from grid. Sample loads: Power for all AB loads plus major productive uses (e.g., air-conditioned hotels, industrial manufacturing, commercial refrigeration).
	IC (Interconnected Community application) There are few community mini-grids today, although mini-grids with limited renewables and combined heat and power (CHP) are common. The typical renewable generation options are solar PV, wind turbines and sometimes biomass/biogas technologies. These types of mini-grids may be used as a back-up to the main grid, designed to sustain only the most critical loads, or could be used to provide primary power, with the main grid as a back-up. In each situation they are designed to ensure close to 100% reliability. The design depends, among other factors, on the cost-effectiveness of renewables during typical operation. Tier of service: Tier 5+ (high critical/ interruptible) Socio-economic considerations: Focused on improving the availability of community services, particularly during outages or extreme events. There is typically high ability to pay among stakeholders, particularly when costs are shared across communities. Typical consumers: Medium to large grid-connected communities, such as university campuses. Sample loads: Critical uses such as priority loads for clinics, communication and other emergency response.	ILI (Interconnected Large Industrial application) There are few industrial mini-grids today, although mini-grids with limited renewables and CHP are common. The main renewable generation options are solar PV, wind turbines and limited biomass technologies. Built to ensure 99.999% reliability ("five nines", see Glossary of Terms) even during major utility outage events. Facilities will spend substantial resources for additional reliability and resiliency. Tier of service: Tier 5++ (very high: critical/ uninterruptible) Socio-economic considerations: The end-uses are often industrial and will suffer substantial penalties if the electrical supply fails. Examples include precision manufacturing and data centres where reliability is key for successful business. Typical consumers: Data centres, industrial processing or other critical uses. Sample uses: High-tech loads that require consistent power (uninterruptible).

Tabla 1 Tipos de mini grids. Fuente: **International Renewable Energy Agency. (2016). Innovation outlook: Renewable mini-grids. www.irena.org/publications/2016/Sep/Innovation-Outlook-Renewable-mini-grids**

2.3 ¿QUÉ ES UNA MINI RED HÍBRIDA?

Un sistema híbrido se denomina a la combinación de dos componentes distintos que producen el mismo o resultados similares. Un sistema híbrido fotovoltaico-diesel generalmente consiste en un arreglo de paneles solares, generadores diesel y un sistema de control inteligente que asegure que la alimentación de energía entregada por los paneles solares sea exactamente la misma que el consumo de las cargas. Los grupos electrógenos diesel se utilizan para llenar constantemente el espacio entre la carga actual y la potencia real generada por el sistema fotovoltaico.

2.4 FUNCIONAMIENTO Y TECNOLOGÍAS STATE-OF-THE-ART

A continuación se presenta una visión general sobre la situación actual de las tecnologías utilizadas en las mini grids renovables, incluyendo el estado en que se encuentra esa tecnología actualmente en términos de desarrollo y qué es lo que se encuentra comercialmente disponible. Se los clasifica por su funcionalidad y su categoría.

La funcionalidad se refiere a la función principal que la tecnología de la mini red le provee a la mini red renovable. Las funciones principales incluyen: planificación y diseño; almacenaje; control, medición y gestión (CMM); conversión; consumo y generación.

La función de planificación y diseño se presenta primero ya que precede a las otras cinco. Las restantes se presentan en orden basado en la necesidad de desarrollos específicos para esa mini grid, ponderado por el valor esperado de las tecnologías innovadoras para esas mini grids en las próximas décadas.

Las tecnologías CMM se espera que evolucionen significativamente, facilitando el desarrollo de mini grids más grandes, más inteligentes y más modulares.

Es esperable que a partir del desarrollo de nuevas tecnologías de almacenamiento y su posterior comercialización, aumente el porcentaje de utilización de energías renovables a menores precios.

La función de conversión viene en un paso posterior dada la necesidad de equipamientos especializados para convertir la electricidad entre las distintas funciones.

El consumo les sigue, dado que las innovaciones son menos técnicas y no serán específicas para las mini grids renovables. El costo de los paneles fotovoltaicos ha caído a niveles que estimulan el desarrollo de las mini grids renovables.

Las funciones de planificación y diseño, CMM y consumo incluyen un set de atributos para resumir su estado actual. Para el almacenaje, conversión y generación, se definen indicadores clave para poder comparar las tecnologías dentro de cada función.

2.5 PLANIFICACIÓN Y DISEÑO

El proceso de planificación y diseño incluye el modelado preliminar, el desarrollo de un modelo de negocios, la planificación de los recursos y del proyecto de ingeniería.

El diseño de una mini grid se encuentra dentro de la intersección de numerosas disciplinas, tales como la economía, la sociología, las políticas públicas, las regulaciones y múltiples especialidades de la ingeniería. Los modelos de redes a gran escala tienen consideraciones similares, pero la complejidad de la red excede a la complejidad de las mini grids.

El proceso de diseño típicamente se divide en herramientas de evaluación técnico-económicas en un nivel superior, enfocado en el largo plazo, y en herramientas técnicas de evaluación para detalles de diseño enfocadas en el corto plazo. Muchas de las herramientas tecnológicas utilizadas en las centrales a gran escala son adaptadas a las necesidades de las mini grids. Sin embargo, existen aplicaciones que han sido desarrolladas específicamente para las mini grids. El desafío para las mini grids renovables consiste en encontrar el equilibrio entre la planificación de los programas de electrificación a nivel nacional, y las necesidades y deseos de las poblaciones locales.

Un número grande de herramientas se han desarrollado en las últimas décadas para ayudar a los diseñadores y planificadores en la evaluación técnica-económica de las mini grids, entre los cuales se puede mencionar el Natural Resources Canada's RETScreen, utilizado frecuentemente para analizar proyectos de energía, pero que no incluye una simulación cronológica, que resulta un aspecto crítico para las mini grids. Algunos proveedores de equipos también han desarrollado herramientas comerciales de diseño tal como SMA, ABB, entre otros. A continuación se ven algunos ejemplos:

Application	Tool
High-level technical and economic evaluation	DER-CAM, EnergyPRO, HOMER Pro, SMA Off-grid
Technical evaluation tools	ASIM, GIZ Mini-grid Builder, Paladin Only for large mini-grids: PLEXOS, ProSym, SYMBAD PSS E, ETAP, Synergi, PowerFactory
Broader Planning	GeoSim, RE ² nAF, LAP, Network Planner

Tabla 2 Herramientas. Fuente: **International Renewable Energy Agency. (2016). Innovation outlook: Renewable mini-grids. www.irena.org/publications/2016/Sep/Innovation-Outlook-Renewable-mini-grids**

Application	Tool
Resource assessment	Private: 3TIER, AWS Truepower, Digital Engineering, Meteonorm, SolarGIS and Windlogic
	Public: Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA), IRENA Global Atlas, National Aeronautics and Space Administration Earth Observing System (NASA EOS) Web, Joint Research Centre (JRC) of the European Commission
PV design	PVSyst, PVWatts, PV Sol and PVPlanner
Wind design	AWS Truepower's Windographer, Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP) from Risø National Laboratory, WindSim

Tabla 3 Herramientas. Fuente: **International Renewable Energy Agency. (2016). Innovation outlook: Renewable mini-grids. www.irena.org/publications/2016/Sep/Innovation-Outlook-Renewable-mini-grids**

2.6 PLANIFICACIÓN DE LOS RECURSOS

La planificación requiere una evaluación de los recursos renovables disponibles, para los cuáles suele utilizarse software comercializado por las distintas empresas, así como también las herramientas que existen publicadas en internet. Otras herramientas incluyen la planificación y diseño de los paneles fotovoltaicos, focalizándose en los mecanismos financieros para el desarrollo.

Por otro lado, hay un rango bastante amplio de opciones para interpretar los datos eólicos. El Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP), creado en Dinamarca, predice cómo fluye el viento sobre el terreno, utilizando modelos del WindSim, que utiliza dinámica de fluidos computacional para predecir la producción que tendrán las turbinas. Los proyectos eólicos requieren mediciones in-situ antes de hacer inversiones significativas, mientras que los datos de recurso solar con mucho menos específicos para cada sitio.

2.7 PLANIFICACIÓN DE LAS CARGAS

La planificación de las cargas es crítico para las mini grids renovables. Si bien existen algunas herramientas disponibles, la planificación es mucho más complicada dado que las mismas van variando en el transcurso de un proyecto a medida que los usuarios se acostumbran a tener electricidad más confiable.

2.7.1 ATRIBUTOS CLAVE

En la siguiente tabla se resumen los atributos claves para la planificación y el diseño de acuerdo a las descripciones anteriormente mencionadas.

Application	Tool
Need for specialised engineering	Requires renewable mini-grid specialist for all stages of design, including conceptual design.
Resource data (solar, wind, water)	General solar resource data are of sufficient quality; however, wind and hydro require on-site measurements to validate, and data can be costly.
Load planning	Based on <i>ad hoc</i> and site-specific approaches for estimating loads.

Tabla 4 Atributos. Fuente: **International Renewable Energy Agency. (2016). Innovation outlook: Renewable mini-grids. www.irena.org/publications/2016/Sep/Innovation-Outlook-Renewable-mini-grids**

2.8 CONTROL, GESTIÓN Y MEDICIÓN (CMM)

La función de control, gestión y medición son primordiales en las mini grid renovables. Esta función permite a las mini grids operar dentro de una red de dispositivos interconectados mientras que se optimiza la performance de la energía en toda la estructura. Muchos de los componentes utilizados en las mini grids provienen de otras industrias como telecomunicaciones y manufactura, aunque no hay un tipo de rubro que predomine en el mercado de las mini grids. Los servicios CMM interconectados son dominados por las tradicionales proveedoras de servicios como ABB, Siemens, Toshiba, Honeywell, entre otras. Sin embargo, el aumento en el uso de la tecnología de la información está permitiendo que algunas de las grandes compañías tecnológicas tales como Google comiencen a participar.

2.8.1 CONTROL

Los controles incluyen estrategias de protección y la toma de decisiones inteligentes, a través de dispositivos o de múltiples dispositivos trabajando juntos. Pueden asegurar la integración óptima de las tecnologías de las energías renovables, asegurar la transparencia operacional y la confiabilidad económica, maximizando la eficiencia energética de la mini grid. Los controles pueden dividirse entre controles de corto plazo, para asegurar la estabilidad de la red, y controles de largo plazo, que toman decisiones de gestión estratégicas para la mini grid. El costo y la responsabilidad de los controles se distribuye entre los componentes del convertidor y los controladores dedicados.

La gestión entre hardware y software actúa como una interfaz entre la generación de la energía y el consumo, permitiendo la comunicación entre dispositivos que provienen de esos servicios. El despacho inteligente debe considerar tasas dinámicas en forma de rampa y control del factor de potencia, que suelen estar restringidas más por factores técnicos que por factores económicos o de performance.

La clave en los objetivos de largo plazo es proveer operaciones confiables y económicas optimizando la producción de energía y su uso. Algunas de las funciones de gestión que estos

dispositivos ofrecen tienen como prioridad el manejo de las cargas, la protección de sobrecarga del generador, y la gestión del almacenaje de la energía. Estos objetivos deben ser logrados sin comprometer la protección del hardware. En muchos casos el objetivo es conectar la red a varios componentes y automatizar las comunicaciones entre ellos. Uno de los focos del desarrollo del control en los últimos años fue la integración y estabilización de la generación de energía renovable en mini grids. Existen varias compañías, como GE, Siemens, ABB, SMA, que proveen en su herramienta de control el despacho económico de las energías renovables en las mini grids.

A la hora de tomar las decisiones sobre el control, es útil contar con predicciones precisas de clima y demanda. Incertidumbres y predicciones incorrectas llevan a un aumento en el dimensionamiento del almacenamiento y operaciones más conservadoras, llevando a un diseño más complejo y más alejado del óptimo. La habilidad de predecir con mayor certeza la demanda energética, los recursos disponibles y el precio del mercado, permite una mejor toma de decisiones, particularmente a la hora de dimensionar el almacenamiento. Actualmente las mejores predicciones tienen una certeza razonable dentro de las primeras dos horas, aunque variaciones impredecibles pueden ocurrir en esta ventana de tiempo.

2.8.2 COMUNICACIÓN DE LOS DATOS

La comunicación de los datos es crucial para las mini grids renovables. Ésto incluye la captación de los datos recabados por los sensores, transmitirlos a los controladores, y luego transmitir los comandos generados por los controladores hacia los actuadores en el sistema automatizado.

La transferencia de datos dentro de la mini grid y fuera puede ser llevado a cabo por cables o no. Las tecnologías sin cable “wireless” se encuentran mayormente en los proyectos pequeños y cada vez son más populares dado su bajo costo de instalación y su habilidad de funcionar bien en locaciones remotas. El crecimiento en infraestructura de celulares a nivel mundial ha generado mayor confiabilidad y mejor performance de las tecnologías “wireless”. La comunicación a través de cables tienen mayor ancho de banda y mejor capacidad de datos a transferir, pero también mayores costos iniciales.

Los fabricantes ofrecen herramientas amigables con los usuarios para calcular los indicadores básicos de performance para sistemas robustos monitoreados remotamente. Éstos indicadores incluyen rendimiento de la energía renovable, ratio de performance, y estado de carga de las baterías.

Actualmente la medición y el control remoto requiere la expertise in-situ para ayudar al

monitoreo de la mini grid, evaluar y mejorar el control de la mini grid en operación. Esto mejora la performance y los costos y es particularmente beneficioso para las áreas remotas cuya población suele tener menos conocimientos técnicos. Sin embargo, el uso de éstos tipos de tecnología aún es muy limitado al día de hoy.

La interoperabilidad y los estándares son críticos para una fácil integración de los diversos equipos requeridos en una mini red renovable. Actualmente los estándares están evolucionando, pero existe un desafío aún mayor a la hora de elegir el proveedor de control ya que éste suele estar atado a la compañía que provee los inversores. Dada la ausencia de estandarización, y dado que no hay un enfoque dominante en las comunicaciones y control, puede ser difícil concentrar varios componentes de distintos proveedores. Esto lleva a una interoperabilidad reducida en el sistema. Muchas soluciones se implementan fácilmente con inversores del mismo proveedor.

En general, la transmisión de manera rápida y precisa entre los distintos dispositivos permite un control y un monitoreo inteligente entre las funciones de generación y consumo de una mini grid.

2.8.3 MEDICIÓN Y MONITOREO

Los medidores ayudan a que se encuentren oferta y demanda. Los medidores de la nueva generación van más allá de simplemente medir el consumo del usuario final. En las mini grids renovables son críticas para la gestión de la demanda. Se puede encontrar en el mercado un rango amplio de medidores con distintas funciones y métodos de pago: prepago, pagos a medida que se utiliza, basados en el servicio, y aquellos que van acompañados o no por un software. Existe también una variedad de esquemas de tarifa no plana basados en energía o en potencia. Las tarifas más utilizadas en las mini grids pueden variar el tiempo de uso e incluir funciones para bloquear tarifas que proveen una cantidad inicial de energía a un precio distinto que las cantidades que le siguen en un período de tiempo determinado.

Los medidores pueden estar equipados con energía y opcionalmente con limitadores de energía seteados por el fabricante. También pueden ser configurados por el operador para ayudar en la gestión de los usuarios de la energía. Por ejemplo, las mini grids hidroeléctricas están basadas en flujos de río constante que pueden suministrar continuamente energía a sus usuarios, pero la demanda de potencia está limitada por la potencia de las turbinas. En éstos casos, los medidores pueden ayudar a limitar los picos de potencia para prevenir sobrecargas en la red. Limitar el consumo de los usuarios no es tan importante en mini grids hidroeléctricas como sí lo es en mini grids basadas en energía solar o eólica. En las mini grids solares, la producción de la energía es estocástica y finita, y la disponibilidad está sujeta a la capacidad de almacenamiento. Algunos medidores pueden tener la función de dividir las cargas en críticas y no críticas, utilizando un relé para las cargas no prioritarias, para despachar sólo en

condiciones específicas. Los medidores de hoy en día ya tienen incorporados Global System for Mobile Communications (GSM) por su bajo costo y su fácil monitoreo remoto, soportado a través de aplicaciones en la nube.

Aparte de soportar esquemas de tarifas no planas, algunos medidores avanzados son capaces de limitar el consumo de energía de los usuarios, muy importante para mini grids con almacenamiento. Algunos medidores pueden limitar el consumo intercambiando bloques de energía que pueden ser consumidos en un período limitado de tiempo. Otras utilizan un sistema prepago basado en la nube, alertando a sus clientes cuando su nivel de crédito es bajo. Existen otras que miden la calidad de la energía proveyendo mediciones en tiempo real. Algunas de éstas soluciones pueden recibir señales de precio que reflejan el estado en tiempo real de la mini grid a través de variaciones de frecuencia. Al recibir esas señales, cuando la disponibilidad de potencia es limitada, las mini grids pueden comenzar gradualmente a desconectar usuarios.

Los medidores avanzados que miden la calidad de potencia son necesarios cuando los datos son sensibles y debieran protegerse, y suelen estar equipados por energía sin interrupción. Además de medir voltaje, corriente y factores de potencia, éstos pueden medir los cambios rápidos de voltaje que suelen ocurrir cuando motores grandes comienzan a funcionar o dejan de hacerlo. Ésta función tiene un valor agregado que los medidores estándar no poseen. Para lograr capturar esos eventos, los medidores deben grabar muestras de voltaje constantemente.

2.8.4 CONEXIÓN CON EQUIPAMIENTO Y CON OTRAS REDES

Las tecnologías de Plug-and-play (PAP) mejoran la interoperabilidad, aumentando la facilidad a la hora de conectar distintos equipos, incluyendo hardware y software. Idealmente esto incluye la habilidad de desconectar rápidamente cualquier equipo, incluyendo la batería, el generador y todos los componentes importantes de una mini-grid. La tecnología PAP permite el diseño y la expansión con un mínimo costo de ingeniería, e incluye una forma común de conexión, que asegura que los datos producidos pueden ser utilizados por todos los equipos conectados, permitiendo que los controles puedan utilizar de manera inteligente todos los equipos. La tecnología PAP requiere el uso de un medio de comunicación común entre todos, como Ethernet, LTE/4G, protocolos de comunicación de máquina a máquina, o a través de líneas de comunicación (cables).

Las interconexiones entre mini grids renovables deben dividirse en 3 grandes grupos: protección; toma de decisiones basadas en el factor económico; interfaz y soporte de los servicios nacionales. Al día de hoy, éstos desafíos han sido resueltos a través de estándares y herramientas que permiten que las mini grids rápidamente se sincronicen con las redes nacionales. Sin embargo, dependen también de las políticas y regulaciones de cada país.

La integración de mini grids tiene múltiples beneficios para las redes nacionales. Las mini grids renovables proveen soporte a la red, tanto por control de voltaje como de potencia reactiva a través de la red de distribución. Un aspecto valioso es que las mini grids renovables conectadas a la red, ofrecen la habilidad de veloz y automáticamente reducir la demanda cuando la red está congestionada. Si la calidad de la energía de la red cae por debajo de ciertos estándares, las mini grids renovables pueden desconectarse intencionalmente.

Hoy en día el desafío está en poder operar con las distintas plataformas que tienen los distintos proveedores. A su vez, existe la dificultad de adaptar las infraestructuras existentes para permitir su interacción con las mini grids renovables.

Para lograr mitigar los desafíos de la interconexión de mini grids, los inversores pueden incorporar varias funciones avanzadas a través de simples updates de software. Las funciones de frecuencia y voltaje previenen que los inversers se desconecten inmediatamente luego de variaciones en voltaje y frecuencia para evitar mayores inestabilidades de la red.

Otra función de los inversers es mejorar la estabilidad de la red a través de penetraciones grandes de generación distribuida en el método de comienzo suave, que asegura una reconexión progresiva de los inversers luego de una falla. Las barreras principales para poder escalar y aumentar la modularidad se deben a la falta de estandarización y protocolos que permitan la adaptabilidad entre las redes, la interoperabilidad limitada, y el desafío de trabajar en las distintas plataformas de los proveedores. Algunas mini grids para locaciones rurales requieren un convertidor para poder conectarse a otras redes, especialmente las mini grids que utilizan una distribución en corriente continua. Esto se debe considerar si en el futuro se desea conectar la mini grid rural a la red principal.

A continuación, en la tabla se pueden ver los atributos clave para las tecnologías CMM de acuerdo con las descripciones y los factores clave mencionados anteriormente.

Key attributes	Status as of 2015
Cost of controls	Specialised and expensive controls
Control intelligence	Non-economic and non-predictive
Plug-and-play capability	Moderate
Utility acceptance of renewable mini-grids in grid	High interest, but limited to pilot projects
Communication and standardisation	Numerous competing standards
Metering and monitoring	Some pricing and power controls. Increasing support for non-traditional payment approaches such as pay-as-you-go
Prediction of renewable resources	One to two hours with high accuracy

Tabla 5 Atributos Clave. Fuente: **International Renewable Energy Agency. (2016). Innovation outlook: Renewable mini-grids. www.irena.org/publications/2016/Sep/Innovation-Outlook-Renewable-mini-grids**

2.9 ALMACENAMIENTO

El almacenamiento permite a las mini grids utilizar la potencia almacenada en un momento distinto al que se produjo. El almacenamiento es crítico para incrementar el porcentaje de energía renovable que puede utilizarse en la mini red. Beneficios adicionales incluyen la posibilidad de proveer continuamente potencia, reduciendo la demanda en los momentos pico, mejorar la curva de carga y generación, y disminuir el impacto de las fluctuaciones de los recursos renovables.

Actualmente el almacenamiento representa una porción significativa de los costos asociados con el despliegue y la operación de las mini grids renovables, debido a los altos costos iniciales y los repuestos necesarios, que varían dependiendo de la opción de almacenaje elegida. Éste costo puede representar entre un 20% y un 40% del costo total de la mini grid.

Al día de hoy no hay ningún tipo de almacenamiento que cubra todas las necesidades de la generación de energía renovable.

2.9.1 ALMACENAMIENTO ELECTROQUÍMICO

Las baterías plomo-ácido o mayormente conocidas por sus siglas en inglés “lead-acid batteries” (LABs) han sido la tecnología predominante por décadas para el almacenamiento electroquímico. Las baterías ión-litio (LIBs) entraron en competencia hace algunos años y han ganado un market-share significativo, a pesar de su mayor costo inicial.

2.9.1.1 BATERÍAS ÁCIDO-PLOMO (LABs)

En este tipo de baterías, el electrodo positivo está conformado por dióxido de plomo (PbO_2), y el negativo por plomo esponjoso. Ambos electrodos están inmersos en una solución de ácido. Su funcionamiento es resultado de una reacción química entre el compuesto electrolítico, el plomo y el óxido de plomo.

Se diferencia de otros tipos de batería como la batería AGM (Absorbed Glass Mat) o gel en la forma en que almacena los electrolitos, aplicación que le permite una mayor resistencia a los cambios de temperatura.

A pesar de que la mayoría de las baterías poseen un limitado rango de operación, las baterías ácido-plomo poseen entre un 40% y un 80% de capacidad nominal. El ciclo de vida de éstas baterías depende fuertemente de las condiciones de temperatura en la operación, así como también del ciclo de profundidad de las mismas.

COSTOS

El mayor desafío para este tipo de baterías es la volatilidad del precio del plomo en el mercado, dado que compone hasta el 49% del costo de producción.

TECNOLOGÍA

No existen mejoras significativas para éste tipo de baterías. La mayor consideración puede hacerse en la eficiencia de su carga y su descarga. Durante el proceso de almacenamiento la energía almacenada cae entre un 10% y un 30%. La densidad de energía utilizable (Watt-horas/kg) es baja comparada con otras tecnologías de almacenamiento electroquímico. Finalmente la performance y la durabilidad son impactadas por la temperatura en la que opera la batería (muy altas o muy bajas). Esto puede llevar a aumento de costos para controlar la temperatura de la habitación en donde las baterías están instaladas.

Las innovaciones en éste tipo de baterías incluyen el desarrollo de las ALABs (baterías ácido-plomo avanzadas). Las mismas agregan carbono a los electrodos para reducir la acumulación de depósitos en los electrodos y por ende proveer una mayor performance aumentando el ciclo de vida, disminuyendo los ciclos de carga y reduciendo los requerimientos de mantenimiento.

CONSIDERACIONES SOCIO-AMBIENTALES

Las regulaciones y los estándares sobre emisiones de plomo durante la producción han puesto hincapié en los sitios de producción de las baterías ácido-plomo. Se ha demostrado que tanto los trabajadores como la comunidad ha sido víctima de altos niveles de exposición al plomo. Si bien éstas baterías fueron diseñadas para ser 100% reciclables, el porcentaje recuperado actualmente es típicamente inferior. Según IRENA (2016), Innovation Outlook: Renewable Mini-grids, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, por ejemplo se ha estimado que China, el productor más grande a nivel mundial de LABs, tiene un ratio de reciclaje de sólo el 31%. Recicladores de baja escala han ayudado a aumentar este número hasta el 62%. La logística y la disposición correcta de las baterías son un desafío en las áreas más alejadas.

2.9.1.2 BATERÍAS ION-LITIO (LIBs)

Las baterías ion-litio se pueden encontrar en aplicaciones de electrónica móvil, en la industria automotriz, y en el sector de almacenaje de energía. Éste tipo de baterías posee un electrodo positivo cubierto de óxidos metálicos de litio, y un electrodo negativo hecho de carbono. El electrolito contiene sales de litio disueltas en carbonatos orgánicos. Las baterías LIB son las mejores en aplicaciones que requieren tiempos cortos de descarga y alta performance en la regulación de frecuencia.

COSTOS

Las baterías LIB han disminuído sus precios, llevándolas a ser una solución competitiva en cuánto a los costos. El rango amplio de operación beneficia su ciclo de vida. El costo de las mismas puede ser alto debido a su packaging especial, materiales costosos como cobalto en el cátodo y procesos de manufactura especiales para proteger los circuitos. Producción masiva de LIBs para aplicaciones móviles ha llevado a un incremento en las escalas de producción y estandarización en el mercado. Esta tendencia continuará y llevará a una estandarización aún

mayor de la tecnología y sus aplicaciones, beneficiando el mercado off-grid.

TECNOLOGÍA

Dependiendo del material del cátodo, las baterías LIB tienen un ciclo de vida típicamente entre los 1000 y los 5000 ciclos. El ratio de descarga es flexible, variando de segundos a semanas. Las baterías LIB tienen el beneficio de poder operar continuamente en niveles parciales de carga, sin tener que cargarse completamente por períodos largos durante la operación. Los desafíos incluyen un rango bajo de temperatura de operación, lo que hace necesario que el lugar donde se instalen tenga una adecuada temperatura para su operación y su uso eficiente.

CONSIDERACIONES SOCIO-AMBIENTALES

Reciclar baterías LIB es más complejo que reciclar LABs, dado su alto número de componentes y la variedad de materiales. El reciclaje de las baterías LIB no se encuentra regulado. Su tasa de eficiencia de reciclaje varía entre un 5% y un 25%. Las eficiencias en el reciclaje de las baterías LAB varían entre un 40% y un 70%. La tasa de reciclaje más alta alcanzada según datos de IRENA (2016), *Innovation Outlook: Renewable Mini-grids*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, fue entre un 89% y un 95% en un laboratorio.

La utilización de Cobalto puede ser de preocupación dado su toxicidad, representando riesgos ambientales y hacia la salud humana. Las compañías están haciendo progreso intentando eliminar el uso de algunos componentes nocivos para la salud.

También podría considerarse una amenaza la disponibilidad de Litio a nivel mundial, pero se proyecta que los recursos existentes son suficientes para satisfacer la demanda proyectada, teniendo en cuenta que también existirán nuevas técnicas de minería y explotación para éste metal. El mayor porcentaje de litio (70%) se encuentra entre Argentina, Bolivia y Chile. El consumo de litio llegó a 36000 toneladas en el año 2014, con un aumento del 40% desde el año 2007. Se espera en promedio un aumento anual del 10% y de un 21.3% para aplicaciones en redes.

2.9.1.3 BATERÍAS DE FLUJO

Las baterías de flujo trabajan almacenando la electricidad en electrolitos líquidos. Éstos electrolitos fluyen a través de las celdas o electrodos para completar reacciones redox (reducción-oxidación). Una membrana que permite el transporte de iones a través de la misma, funciona como separador de los electrolitos del lado del cátodo y del lado del ánodo, completando un circuito eléctrico como se ve a continuación.

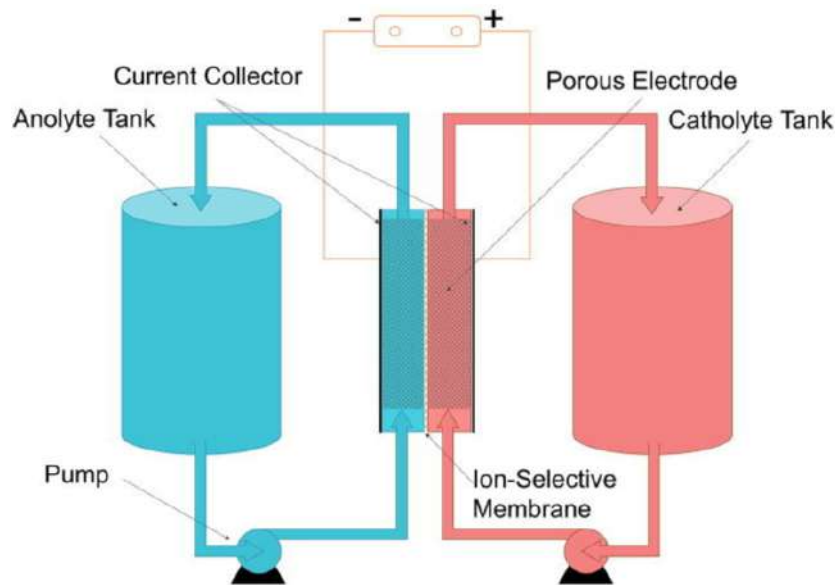


Fig. 2 Batería de flujo. Fuente: **Wikipedia. (2014). Flow Batteries. Agosto, 2019, de Wikipedia**
www.wikipedia.org/w/index.php?title=Bater%C3%ADa_de_flujo&action=info

Las baterías de flujo son flexibles y pueden descargarse completamente a través de todo su rango sin dañarse. Su alta auto descarga se debe al uso de bombas que mueven a los electrolitos.

COSTOS

Las membranas de este tipo de baterías tienen altos costos de producción. Por ejemplo pueden representar hasta un 40% del costo total de la batería por 250 kWh de baterías redox de Vanadio. Sin embargo, gracias a su longevidad, el costo por kWh a lo largo de todo el ciclo de vida de la batería es bajo. En baterías más grandes de hasta 4 MWh, el costo principal proviene de los químicos utilizados, que es superior al 40% de los costos.

TECNOLOGÍA

Las baterías de flujo aún poseen eficiencias más bajas que las LIB, aunque ésta eficiencia puede ser controlada de acuerdo a la utilización que se les dé a las mismas. El bombeo tiene un impacto considerable en las pérdidas globales, afectando su eficiencia de carga y descarga. Su vida útil es entre 10 y 20 años, siendo ésta afectada por años calendario y no por ciclos. Las baterías de flujo tienen la ventaja de no tener auto-descarga. Su densidad de energía es baja, aunque esto no es importante en aplicaciones estacionarias.

2.10 OTRAS TECNOLOGÍAS ELECTROQUÍMICAS PROMETEDORAS

Existe un rango de tecnologías que podría superar a las tecnologías predominantes discutidas anteriormente:

Las soluciones ion-Sodio (Na-ion) tienen más de dos siglos de antigüedad. Ofrecen una solución comercial de bajo costo, pero tienen algunos inconvenientes en cuanto a su temperatura de operación, requiriendo hasta 700 °C. A su vez poseen una alta tasa de auto-descarga. Actualmente los desarrolladores están buscando una solución que permita temperaturas más bajas.

ALMACENAMIENTO MECÁNICO

Los volantes de inercia son una tecnología de alta performance y eficiencia, considerados como una alternativa para las baterías. Los volantes de inercia transforman la energía eléctrica y la almacenan como energía cinética. Cuando se produce energía en exceso, los volantes de inercia aumentan la velocidad de su rotor para poder almacenar el excedente de energía. Luego convierten la energía cinética nuevamente en energía eléctrica desacelerando la velocidad del rotor. Los volantes de inercia pueden suavizar las salidas de las turbinas eólicas y otros tipos de renovables para mejorar la estabilidad de la red y mejorar la penetración de energía renovable.

Existe otra forma de almacenamiento electromecánico, como es el bombeo hidroeléctrico. Ésta forma es adecuada cuando el terreno y la geología lo permite. Es una tecnología madura basada en el bombeo de agua hacia un reservorio de mayor altura, para luego recuperar la energía a través de las turbinas cuando la potencia es requerida. La conveniencia de este tipo de almacenamiento depende exclusivamente del sitio en que se encuentra el proyecto, al igual que sus costos. Sin embargo, es una opción que se debe considerar si las condiciones locales lo permiten.

COSTOS

A pesar de que los costos iniciales son mayores, las tecnologías de volantes de inercia poseen un ciclo de vida largo y con posibilidad de modularlo. Los volantes de inercia ofrecen una alternativa competitiva para las necesidades a corto plazo y de alta potencia, sin embargo han logrado un progreso comercial limitado.

TECNOLOGÍA

Los volantes de inercia poseen pérdidas relativamente altas, esto significa que la energía se libera para poder mantener la rotación. La eficiencia general es alta cuando el ciclo tiene escalas cortas de tiempo. Poseen un 100% de capacidad de descarga profunda pero poseen una tasa muy alta de auto-descarga, alrededor del 5-15% por hora.

Los volantes de inercia son utilizados mayormente por su cualidad de proveer potencia sin interrupción, por la regulación de la frecuencia y por la calidad entregada. Los volantes de inercia de alta potencia son comúnmente utilizados, mientras que los de larga duración todavía se encuentran en etapa de investigación y desarrollo. Los volantes de alta potencia son capaces de entregar grandes cantidades de potencia en un período corto, de alrededor de un minuto. Los volantes son mayormente para aplicaciones de alta potencia y baja velocidad. Los rotores están compuestos por acero o compuestos de fibra de carbono.

CONSIDERACIONES SOCIO-AMBIENTALES

La mayoría de los materiales utilizados en los volantes de inercia (acero, cobre y aluminio) son reciclables. Existen algunas aplicaciones en la electrónica de potencia que contienen materiales peligrosos y por ende deben tener una disposición final adecuada. Los materiales que componen al rotor tienen posibilidades de reciclaje más limitados, con algunas técnicas aún en desarrollo. El mayor riesgo operacional es la falla por fatiga del rotor, que puede liberar calor y escombros, pudiendo ser catastrófico si no se contiene adecuadamente.

3. PANELES FOTOVOLTAICOS

Los paneles fotovoltaicos están formados por un conjunto de células fotovoltaicas que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos mediante el efecto fotoeléctrico.

3.1 TECNOLOGÍA

Los paneles fotovoltaicos en función del tipo de célula que los forman, se dividen en:

-Cristalinos

Monocristalinos: se componen de secciones de un único cristal de silicio (Si)

Policristalinos: cuando están formadas por pequeñas partículas cristalizadas.

-Amorfos: cuando el silicio no se ha cristalizado.

Su efectividad es mayor cuanto mayor son los cristales, pero también su peso, grosor y costo. El rendimiento de las primeras puede alcanzar el 22 % mientras que el de las últimas puede no llegar al 10 %, sin embargo su costo y peso es muy inferior.

3.2 COSTOS

El costo de los paneles fotovoltaicos se ha reducido de forma constante desde que se fabricaron las primeras células solares comerciales y su costo medio de generación eléctrica ya es competitivo con las fuentes de energía convencionales en un creciente número de regiones geográficas.

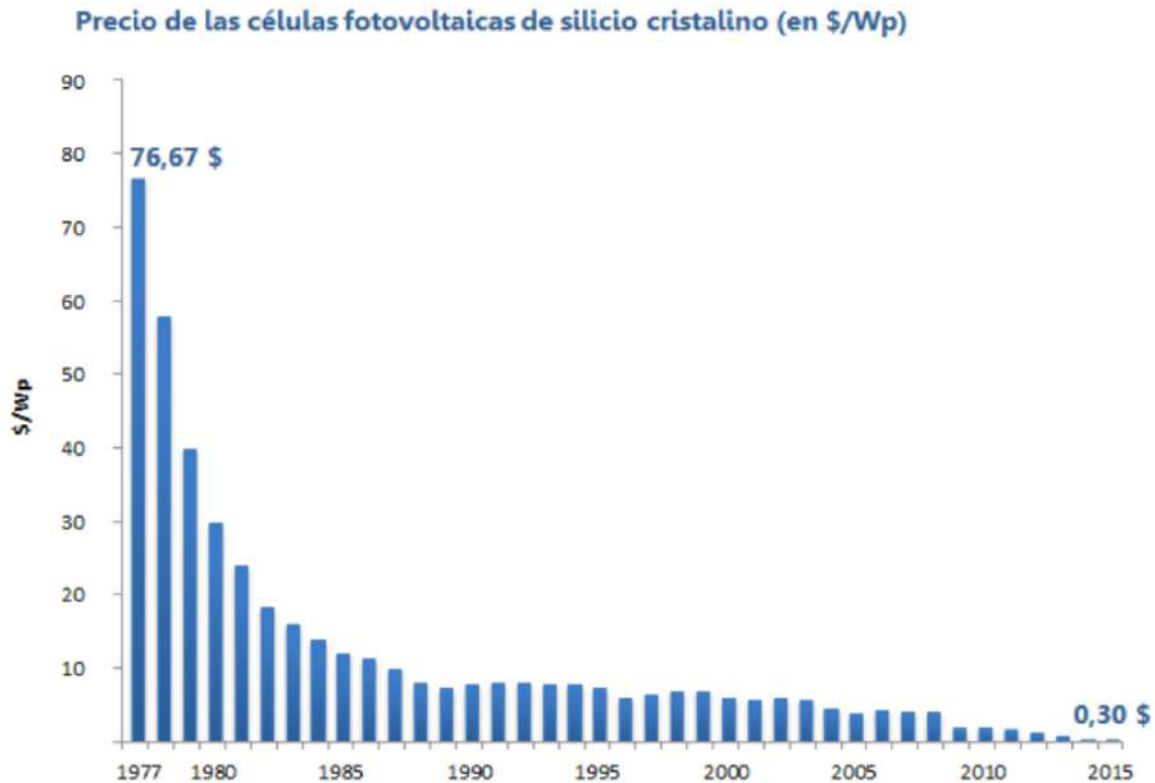


Gráfico 1 Precio celdas fotovoltaicas. Fuente: **Bloomberg New Energy Finance and PV Energy Trend (2015).**
www.about.bnef.com/new-energy-outlook/

3.3 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Algunos de los fotones que provienen de la radiación solar, impactan sobre la primera superficie del panel, penetrando en este y siendo absorbidos por materiales semiconductores, tales como el silicio o el arseniuro de galio.

Los electrones, que forman parte del exterior de los átomos, y que se alojan en orbitales de energía cuantizada, son golpeados por los fotones (interaccionan) liberándose de los átomos a los que estaban originalmente confinados.

Esto les permite, posteriormente, circular a través del material y producir electricidad. Las cargas positivas complementarias que se crean en los átomos que pierden los electrones, se denominan huecos y fluyen en el sentido opuesto al de los electrones, en el panel solar.

La corriente continua generada se lleva a un circuito electrónico conversor (inversor) que transforma la corriente continua en corriente alterna, (AC) (tipo de corriente disponible en el suministro eléctrico de cualquier hogar) de 120 o 240 voltios.

3.4 CONSIDERACIONES SOCIO-AMBIENTALES

La mayor parte de los paneles fotovoltaicos puede ser tratada. Gracias a las innovaciones tecnológicas que se han desarrollado en los últimos años, se puede recuperar hasta el 95 % de ciertos materiales semiconductores y el vidrio, así como grandes cantidades de metales ferrosos y no ferrosos utilizados en los módulos. Los paneles de silicio pueden reciclarse de la siguiente manera: los marcos de aluminio y las cajas de conexión son desmantelados manualmente al comienzo del proceso. El panel se tritura y las diferentes fracciones se separan: vidrio, plásticos y metales. Es posible recuperar más de 80 % del peso entrante y, por ejemplo, el cristal mixto extraído es fácilmente aceptado por la industria de la espuma de vidrio el aislamiento. Este proceso puede ser realizado por los recicladores de vidrio plano ya que la morfología y composición de un panel fotovoltaico es similar al cristal plano utilizado en la industria de la construcción y del automóvil.

4. COSTOS DE LAS MINI GRIDS RENOVABLES

Los costos de las mini grids renovables, y de las mini grids en general, han caído consistentemente en la última década. En el 2016 los costos cayeron tanto que la tecnología ganó suficiente interés como para ofrecer una alternativa a los enfoques tradicionales. Los costos dependerán de la cantidad de energía proveniente de las energías renovables. Utilizar la cantidad apropiada de energías renovables puede minimizar los costos totales. Los costos también dependerán de los factores y requisitos locales, así como también de las condiciones de los mercados internacionales. Los factores locales incluyen la locación del proyecto, el acceso al financiamiento, la tecnología utilizada, la regulación medioambiental, la confiabilidad del recurso y la demanda eléctrica. A pesar del amplio rango de factores, se pueden lograr observaciones y predicciones basados en un sistema típico.

Un número de publicaciones han analizado el costo de las mini grids renovables. En general estas publicaciones analizan mini grids renovables autónomas. Un estudio del World Bank del año 2005 encontró que los costos nivelados de energía (LCOE, levelized cost of energy, por sus siglas en inglés) para una mini grid varían entre USD 0.43/kWh a USD 0.63/kWh para una mini-grid solar de 25 kWp, las mini grids eólicas e hidroeléctricas generalmente tienen costos menores, pero están limitadas a áreas con recursos mayores. Un estudio más reciente del World Bank del año 2016 encontró que en la Africa sub-sahariana, el LCOE para mini grids PV-diesel que alimenta a 100 usuarios puede variar desde USD 0.46/kWh hasta USD 0.74/kWh, mientras que una mini grid 100% solar varía desde USD 0.467/kWh hasta USD 0.714/kWh.

Mini-grids renovables autónomas superiores a 1 MW de potencia pico de demanda no son comunes, aunque existen numerosas mini grids basadas en combustible diesel que de a poco están integrando energías renovables en su mix. Según el estudio realizado por la Escuela de Negocios de Frankfurt en el 2015, el LCOE de redes diesel mayores a 1MW de potencia pico con el 30% de su mix proveniente de energía solar fotovoltaica de 7 proyectos a grande escala de mini grids diesel varían entre USD 0.34/kWh y USD 0.51/kWh (Frankfurt School, 2015).

Los costos de los sistemas interconectados varían fuertemente de acuerdo a los costos de las redes de la región. Desde un punto de vista de costos, una mini grid renovable bien diseñada utilizará energía de la fuente menos costosa, sea de la red nacional o de la mini grid. Por lo tanto, los costos de las redes autónomas AF puede verse como un precio límite para las mini-grids interconectadas ILI y IC. De acuerdo a publicaciones realizadas por IRENA, en la tabla a continuación se observan los costos de las mini grid renovables para proyectos 100% renovables basados en energía solar fotovoltaica (PV). Los costos de las mini-grids que utilizan otras fuentes como la eólica y la hidroeléctrica o recursos no renovables, pueden tener costos más bajos que los descriptos a continuación:

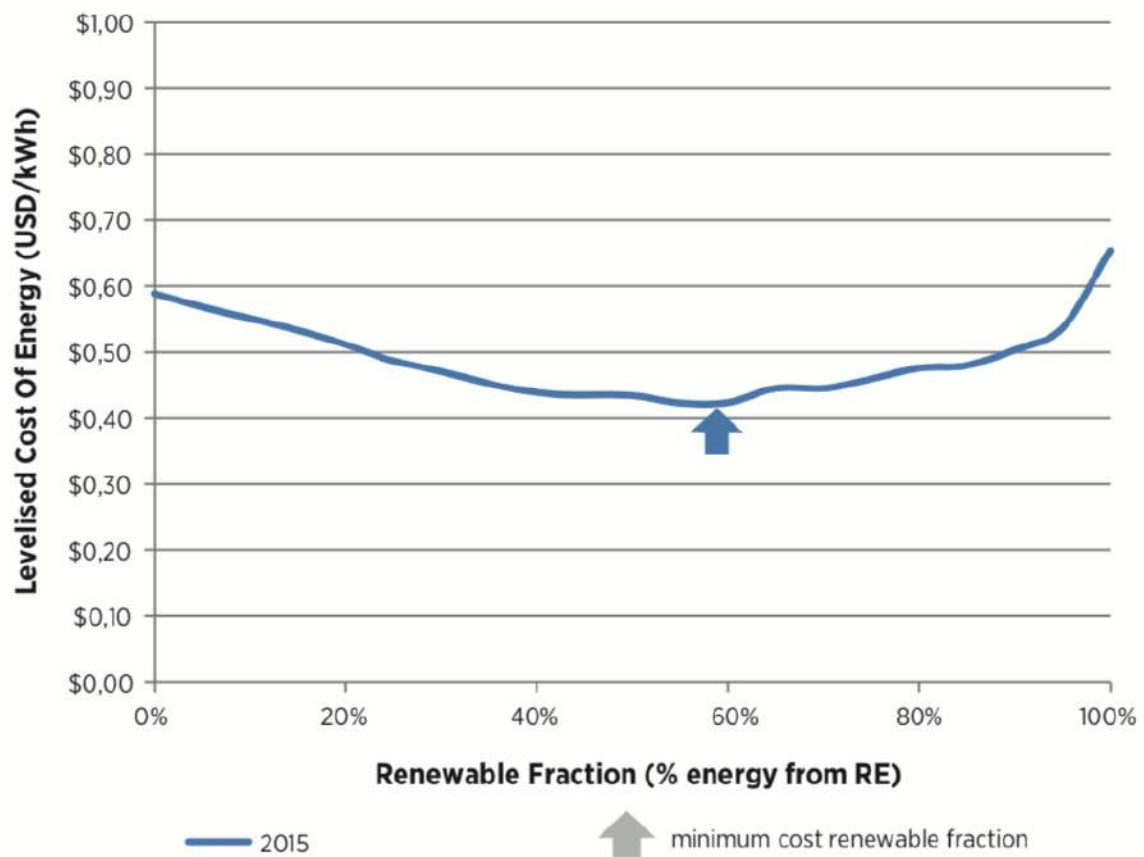


Gráfico 2 LCOE vs % de EERR. Fuente: **International Renewable Energy Agency. (2016). Innovation outlook: Renewable mini-grids. www.irena.org/publications/2016/Sep/Innovation-Outlook-Renewable-mini-grids**

A continuación, se observa en la siguiente tabla el rango de costos (sin subsidios) para las mini grids renovables desde el año 2005 hasta el año 2015, para el sistema de una comunidad 100% renovable.

USD/kWh for 100% RE	2005	2015
AB	USD 0.85-1.28	USD 0.47-0.71
AF	USD 1.05-1.57	USD 0.61-0.92

Tabla 5 Costos de mini grids renovables. Fuente: **International Renewable Energy Agency. (2016). Innovation outlook: Renewable mini-grids. www.irena.org/publications/2016/Sep/Innovation-Outlook-Renewable-mini-grids**

5. BENEFICIOS DE LAS MINI GRIDS RENOVABLES

Las mini grids renovables son importantes dado el valor que pueden aportar. Permiten el control y la elección a nivel local del tipo de energía a proveer mientras que permiten a los negocios y comunidades utilizar los recursos locales para proveerse de energía. Las necesidades de las comunidades y los comercios varían, pero la plataforma tecnológica provee un amplio rango de valores. Las mini grids renovables son importantes no sólo por el valor que aportan en términos de reducción de costos de energía en áreas remotas, sino en también en términos de confiabilidad que le pueden proveer a las áreas remotas o interconectadas. En todas las áreas proveen un camino tecnológico viable para aumentar el uso de las energías renovables. Algunos de los beneficios clave se resumen en la siguiente tabla.

Benefit	Description and detail
Reduced energy imports and stabilised energy costs	Enable the use of renewables, which can reduce the need for imported fuels that fluctuate in price. This stabilises energy prices.
Reduced cost of energy	Autonomous mini-grids can provide the lowest-cost energy option in remote areas.
Increased reliability and resiliency	Enable the use of robust, local generation which can be used to increase reliability and improve response to catastrophic events. If developed with the support of the main grid utility, they can provide reliability and resiliency support to the main grid.
Improved environmental outcomes	Provide a platform for renewables that offers a clear technological pathway to high use of renewable energy.
Greater energy choice	Allow energy options that may otherwise be difficult through main grid utilities, and enable communities and businesses to have control of their energy supply. Mini-grid operators can opt for more renewable energy and higher reliability. In areas with weak or poor regulatory environments, renewable mini-grids provide a technological alternative to improving energy.
Increased local energy	Create opportunities for energy supplies built around local resources and local need.
Diversification	Provide an alternative to the main grid in interconnected areas. In remote areas they provide an alternative to extending the main grid and stand-alone systems. They also enable commercialisation of technologies and generation that may be overlooked in main grids.

Tabla 6 Beneficios clave. Fuente: **International Renewable Energy Agency. (2016). Innovation outlook: Renewable mini-grids. www.irena.org/publications/2016/Sep/Innovation-Outlook-Renewable-mini-grids**

Una de las fortalezas de las tecnologías mini grids renovables es la de proporcionar una plataforma que puede responder a las distintas necesidades de las diferentes áreas. A continuación, se detallan los beneficios clave y cómo los mismos le dan forma a las distintas mini grids renovables en cada uno de los tipos de mini grid mencionadas anteriormente.

5.1 BENEFICIOS DEL SERVICIO AB (AUTÓNOMO BÁSICO)

Para las áreas más pequeñas y menos prósperas, las mini grids renovables permiten el acceso a la energía. Para algunas áreas, esto significa una transición hacia el acceso moderno de energía. Esto incluye mejorar el acceso a la electricidad mientras se reducen los costos. Las mini grids renovables proveen nuevas opciones de suministro de combustible, es decir una diversificación. Ya sea que una región es enteramente dependiente de quemar biomasa para obtener energía, o tiene sistemas del tipo stand-alone, o una red diesel part-time, las mini grids renovables proveen nueva flexibilidad. También proveen una alternativa a extender la red principal, que puede ser costosa de instalar y mantener, particularmente en áreas aisladas. Las mini grids renovables proveen una opción tecnológica para mejorar la calidad de vida y disminuir los costos de energía.

El objetivo de las mini grids renovables en éstas áreas es proveer algún tipo de confiabilidad, que por más modesto que sea, significa un cambio rotundo en la calidad de vida de la población y la oportunidad de ayudar a los comercios a prosperar. El foco suele ser asegurar el suministro aún cuando los usuarios tengan pocas posibilidades de pagarlo. Las mini grids en éstas áreas, impulsadas por la innovación en las tecnologías de medición e iluminación, permiten cada vez más proveer más servicios a menor costo. También permiten a los usuarios a comprar sólo lo que pueden pagar.

5.2 BENEFICIOS DEL SERVICIO AF (AUTÓNOMO FULL)

En áreas remotas y aisladas, actualmente dependientes del diesel para obtener electricidad, las mini grid renovables ofrecen una alternativa a la quema de combustibles fósiles costosos y nocivos. Las tecnologías mini grid proveen una opción para diversificar el suministro de energía, reduciendo los combustibles importados y estabilizando los costos de energía. El alto costo de la electricidad derivado del combustible diesel ha empujado a muchas de éstas áreas a incorporar el uso de energías renovables. Éste es sin dudas el driver más importante para éstas áreas. El uso de al menos una porción de energías renovables en éstas mini grids es económicamente viable hoy en día. A medida que la tecnología avanza, más aporte de energía renovable puede ser incorporado de manera económica.

La incorporación de energía renovable al suministro provee diversificación, que aumenta la confiabilidad y resiliencia hacia interrupciones de suministro. El monopolio que la generación diesel ha tenido históricamente en muchas regiones aisladas ha hecho que el costo de la energía fluctúe en los mercados energéticos internacionales. Al no tener otra alternativa, el combustible diesel ha tenido ramificaciones negativas en éstas áreas. La interrupción del suministro puede

causar picos en el costo de la energía. Ésta es una de las razones por la cuál las cooperativas de las redes remotas en Alaska han comenzado a integrar energía eólica en sus mini-grids. El desafío de proveer combustible a través de ríos congelados y rutas llenas de hielo, ha hecho que la generación eólica sea la opción preferida en esa región.

Muchas áreas remotas serán afectadas en grandes proporciones por el cambio climático. Ésta realidad ha llevado a que muchas islas se comprometan con medidas drásticas a reducir el uso de combustibles fósiles y aumentar el uso de energía renovable.

5.3 BENEFICIOS DE COMUNIDADES INTERCONECTADAS (IC)

Los beneficios que llevan a una comunidad a utilizar la tecnología mini-grid son diversos como las comunidades en sí mismas. Las mini-grids renovables presentan la oportunidad de darles el control de su energía, así como también la inversión directa de forma tal que cumpla con las necesidades locales.

Muchas comunidades están explorando las mini-grids como una forma de aumentar el porcentaje de energía renovable en su suministro. Las mini grids renovables proveen una alternativa al uso exclusivo y centralizado de las generaciones a través de fósiles provenientes de la red principal. Ésta tecnología les permite elegir, mientras mantienen la opción de usar energía a bajo costo de la red principal. Una ventaja de este enfoque es que provee cobertura ante los potenciales aumentos de precio de la red. También provee una plataforma flexible y tecnológicamente viable para aumentar el porcentaje de energía renovable.

La confiabilidad es un aspecto clave para las comunidades que exploran el uso de las mini grids renovables. Las mismas permiten que las comunidades mejoren su respuesta ante posibles eventos catastróficos. Por ejemplo, muchas comunidades en el noreste de Estados Unidos se encuentran investigando las mini grids para robustecer sus centros de emergencia para proveer mejores respuestas ante posibles eventos. Muchas redes globalmente tienen cortes diarios. Las mini grids renovables pueden aportar una transición casi imperceptible luego de una falla de la red principal. A medida que los cortes incrementan, incrementa el valor de la comunidad. Para todas éstas comunidades, las mini-grids renovables ofrecen una alternativa cada vez más viable a los generadores back-up alimentados por combustibles fósiles.

Las comunidades que poseen mini grids renovables tienen el potencial de mejorar el suministro local, y, interconectadas con redes vecinas, tener un rendimiento aún mayor y una mejor resiliencia en el suministro. De esta manera pueden proveer valor al operador de la mini grid, a los vecinos y a la red principal.

5.4 BENEFICIOS DE LA APLICACIÓN DE GRANDES INDUSTRIAS INTERCONECTADAS (ILI)

Muchas industrias requieren electricidad estable y confiable para ser exitosas. Las interrupciones del suministro pueden significar costos muy altos. Esto es particularmente cierto para las industrias de alta tecnología o para los centros de datos que poseen costosas pérdidas de datos si la energía se interrumpe. La falta de energía en instalaciones estratégicas como las bases militares y los campus pueden, en algunos casos, llevar a daños personales. En áreas con redes poco confiables, las interrupciones frecuentes hacen que los negocios tengan dificultad para funcionar. Las empresas están explorando las tecnologías de las mini grids renovables para aumentar la confiabilidad. En áreas donde la red es segura, las mini grids ofrecen un robustecimiento, haciéndolas más confiables y seguras. En áreas con redes más inestables, las empresas tradicionalmente poseen un generador back-up a diesel, pero podrían utilizar la tecnología de las mini grids renovables en su lugar.

Algunas empresas también están interesadas en su performance ambiental y por ende han utilizado la plataforma de las mini grids renovables para abastecer a sus negocios. Las mini grids renovables también brindan protección de los potenciales aumentos de tarifas de la red principal.

En cuanto a las comunidades que tienen mini grids renovables, las mini-grids a escala industrial tienen el potencial de mejorar el suministro local y, al interconectarse con redes vecinas, mejorar el rendimiento y la resiliencia del suministro. De esta manera pueden ofrecer valor al operador de la mini grid, a los vecinos, y a la red principal.

6. DESPLIEGUE DE LAS MINI GRIDS

Los sistemas autónomos de mini grids que brindan los servicios básicos de suministro están ampliamente desplegados por el mundo. Las mini grids interconectadas aún están emergiendo. Existe un potencial muy grande no explotado para las mini grids en regiones como África y América Latina.

Las mini redes entregando servicios básicos se encuentran en un estado maduro, y se detectan proyectos en todo el mundo. Las mini grids renovables autónomas entregando mayores niveles de servicio se encuentran en modo prueba en la mayoría de las regiones del mundo. Ha habido muy poco desarrollo de mini redes interconectadas, y la mayoría fueron implementadas en Estados Unidos y el este de Asia.

Al considerar el despliegue de las mini grids renovables, es importante ponerlas en el contexto mundial del despliegue de las mini redes. En áreas remotas, la mayoría de estas instalaciones autónomas son 100% dependientes del diesel, que es costoso y ambientalmente dañino. De acuerdo a IRENA (2016), *Innovation Outlook: Renewable Mini-grids*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, el mercado de la hibridización de las mini grids a base de diesel se encuentra entre 50 GW y 250 GW, una gran parte correspondiendo a islas. En términos de cantidad, existen casi 100 GW de generadores más pequeños que 0.5 MW en el mundo.

Las energías renovables pueden implementarse en estas redes existentes de una manera económica, aunque todavía se requiera innovaciones tecnológicas para poder implementar una conversión hacia las mini grids renovables a gran escala. En áreas autónomas existen casi 75 GW de pequeñas instalaciones hidroeléctricas, y alrededor de 75 MW de pequeños aerogeneradores autónomos (IRENA, 2015a). Existe algo de generación de biomasa a baja escala, en total un poco menos de 5 MW. Finalmente, el desarrollo de solar fotovoltaico es bastante común, pero no se encuentran números precisos.

A pesar del potencial, las mini redes renovables representan un segmento pequeño del mercado. Han sido instalados en la mayoría de las regiones del mundo, aunque el tipo de red y tecnologías varían. En la tabla a continuación se incluye un resumen de los lugares donde predominan dentro de cada región. La tabla incluye una valoración en cuanto a la madurez del mercado, en un rango que va desde limitado (muy pocos), pruebas piloto (exploración aislada), a emergente (mercados en desarrollo) y por último maduros (despliegue activo en la actualidad).

Region	High concentration of hot spots	Autonomous Basic service	Autonomous Full service	Interconnected Community application	Interconnected Large Industrial application
Canada and US	Canada (e.g., Newfoundland), US (e.g., remote areas in Alaska, California, Hawaii and the Northeast)	Limited	Mature	Emerging	Emerging
Caribbean and Central America, Mexico	Cuba, Dominican Republic, Guatemala, Mexico (e.g., Baja California, Durango) Nicaragua	Mature	Emerging	Emerging	Limited
South America	Bolivia, Brazil (e.g., Amazon), Ecuador (e.g., Galapagos Islands), Peru	Mature	Emerging	Limited	Limited
Europe	Canary Islands, Denmark, Germany, Greek islands, Italy, Spain, some UK islands (e.g., Isle of Eigg)	Mature	Mature Emerging, Pilots	Pilots	Pilots
North Africa	Algeria, Morocco, Tunisia	Mature	Emerging	Limited	Limited
Sub-Saharan Africa	Burundi, Cameroon, Cape Verde, Chad, Ghana, Guinea Bissau, Kenya, Liberia, Mali, Mozambique, Nigeria, Rwanda, Senegal, Uganda, United Republic of Tanzania	Emerging, Mature	Emerging	Limited	Limited
Central and North Asia	Russian Federation	Emerging, Pilot Project	Limited	Limited	Limited
East and South Asia	Bangladesh, Cambodia, China, India, Indonesia, Japan, Laos, Nepal, Philippines, Republic of Korea, Singapore, Sri Lanka,	Mature	Mature, Emerging, Pilot Project	Emerging	Emerging
Middle East	Egypt, Palestine, UAE	Limited	Pilot	Limited	Limited
Oceania	Australian remote communities, Pacific islands (e.g., the Cook Islands, Tokelau, Tonga)	Mature	Mature, Emerging	Pilots	Pilots
Antarctica	Research stations	N/A	Mature	N/A	N/A

Tabla 7 Madurez del mercado por región. Fuente: **International Renewable Energy Agency. (2016). Innovation outlook: Renewable mini-grids. www.irena.org/publications/2016/Sep/Innovation-Outlook-Renewable-mini-grids**

Las mini-grids renovables en estado de madurez, se encuentran mayormente limitados a pequeñas redes (del tipo AB) en áreas rurales de Guatemala, Nepal, Nicaragua y otros lugares con recursos hídricos para aprovechamientos hidroeléctricos y redes fotovoltaicas aisladas.

Latinoamérica y el Caribe poseen tasas altas de electrificación, debido en gran parte a la gran extensión de sus redes, brindando electricidad a la mayoría de las comunidades rurales. **Existe un mercado para transformar cientos de MW de mini grids autónomas a base de diesel en mini grids renovables, más notablemente en Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia y Perú.**

En el sur y este de Asia, han habido pruebas piloto de redes PV-diesel (AB y AF), aunque las centrales eléctricas en India han empezado a desplegar mini grids interconectadas para integrar energía renovable para industrias (IC, ILI), a pesar de la baja confiabilidad de la red principal. China, en particular, está explorando el uso de mini grids rurales (AB, AF), para complementar sistemas stand-alone y programas de extensión de la red, y se encuentra desplegando a gran velocidad, mini grids diesel y mini grids hidroeléctricas conectadas a la red principal (IC, ILI). Existe investigación inicial de proyectos pilotos para mejorar la resiliencia (IC, ILI) en los gigantes tecnológicos como Japón y Corea del Sur. Países como India, están impulsados por establecer servicio básico y confiable para las comunidades y las empresas, mientras que Japón y Corea del Sur están intentando alcanzar mayores niveles de confiabilidad para sus industrias.

África tiene el potencial más alto para AB y AF, aunque el despliegue tiene muchas barreras, incluyendo la necesidad de inversión, la necesidad de extender la red, y desafíos para mantener y operar los sistemas en el largo plazo. Las islas se consideran viables actualmente, aunque el enfoque de la red tradicional está retrasando el desarrollo en muchas áreas continentales.

En los Estados Unidos, existen numerosos despliegues de mini grids renovables interconectadas en el Este, en respuesta de los desastres naturales, mientras que en el Oeste, se ven impulsados por la necesidad de preparar redes que puedan soportar mayores flujos de energía renovable en el futuro. Los Estados Unidos están liderando el camino en la investigación y la innovación. En Europa ha habido algo de desarrollo pero mucho menor que en países como Japón, Corea del Sur y Estados Unidos.

En la tabla a continuación, se ve el desarrollo de las mini grids por region y por tipo de mini grid:

Limited	Pilots	Emerging	Mature
			

Region	Autonomous Basic	Autonomous Full	Interconnected Community	Interconnected Large Industrial
Canada and US				
Caribbean, Central America, Mexico				
South America				
Europe		  		
North Africa				
Sub-Saharan Africa	 			
Central and North Asia	 			
East and South Asia		  		
Middle East				
Oceania		 		
Antarctica				

Tabla 8 Desarrollo por región. Fuente: **International Renewable Energy Agency. (2016). Innovation outlook: Renewable mini-grids.** www.irena.org/publications/2016/Sep/Innovation-Outlook-Renewable-mini-grids

7. CASOS MUNDIALES

7.1 ESTADOS UNIDOS

Mini redes renovables para las infraestructuras militares

La posibilidad de incorporar de manera confiable paneles solares y almacenamiento de energía a los sistemas de energía de los campos militares, es un objetivo crítico para el Departamento de Defensa de los Estados Unidos. La dependencia en el combustible diesel en lugares remotos del mundo es un punto débil en las operaciones militares, y los resultados pueden ser costos y mortales debido al desafío de transportarlo a través de regiones hostiles. A su vez, el Departamento de Defensa de los Estados Unidos reconoce la problemática del cambio climático como un driver que aumenta de manera inestable, resultando en presiones internas y externas para reducir las emisiones.

Frecuentemente llamado el “Elefante climático” en las negociaciones del cambio climático, el Departamento de Defensa de los Estados Unidos es el mayor consumidor de combustibles fósiles y el emisor más grande de gases de efecto invernadero del mundo. El diesel puede costar hasta USD 400 por galón en el momento que llega al frente de batalla. Transportar combustible en zonas de guerra es uno de los trabajos más peligrosos del mundo, y es una de las razones por la cual las bases militares se encuentran estudiando las mini-grids renovables.

Por todas las razones mencionadas, la milicia de los Estados Unidos se ha vuelto uno de los agentes clave en el crecimiento de las mini-redes, al recibir fondos del gobierno y todos los avances tecnológicos de las industrias y las soluciones de mini-redes híbridas. Las inversiones ya han hecho que los proyectos de las mini-redes renovables militares sean más confiables y más seguras.

Ejemplo: MCAS Miramar Base Operations, San Diego, CA, United States. Posee 800 kW Solar y 16400 kW Diesel.

7.2 ÁFRICA

De acuerdo a un estudio de las Naciones Unidas, un estimado de 590 millones de personas en África viven sin acceso a la electricidad, la mayoría en áreas rurales. Éstas áreas corren peligro de ser cada vez más olvidadas.

En Tanzania específicamente la tasa de electrificación urbana es del 74% mientras que la tasa rural de electrificación es del 4%. En el África sub-sahariana las tasas son del 59% y 17% respectivamente (Naciones Unidas).

Aquellos que sí tienen acceso dependen de los generadores diesel y sus altos costos. Extender las redes principales a todas las áreas rurales es muy costoso no solo por la extensión en sí, sino por el costo de mantenimiento y las pérdidas provocadas por las largas distancias. Los gobiernos en conjunto con filántropos y el sector privado han desarrollado las “Prácticas de mini-grids para las comunidades africanas” dado que consideran que la solución más acertada es la de instalar mini grids que proveen energía confiable y limpia.

Ejemplo: el pueblo de Katumbi se encuentra en la región Kigoma en Tanzania. De acuerdo al último censo del 2014, la población total era de un poco más de 2 millones de personas, con casi el 83% viviendo en asentamientos rurales. La población estimada del pueblo de Katumbi es de 5000 habitantes. La misma se encuentra muy alejada de la red nacional de distribución y el costo de extender la misma sería muy alto. A continuación, en rojo se observa la localización del pueblo de Katumbi.



FIG. 3 Pueblo de Katumbi. Fuente: **publicación de Matthew Backes “Off-grid microgrid development for the village of Katumbi in Tanzania”, 2016. www.researchgate.net/publication/310622248_Off-grid_microgrid_development_for_the_village_of_Katumbi_in_Tanzania**

Hoy en día tienen 2 MW solares y 500 kW eólicos.

7.3 INDIA

Según datos del Banco Mundial, en India alrededor de 300 millones de personas, lo que equivale al 8% de la población, no tiene acceso a la electricidad. Las empresas de servicios de energía (ESCOs por sus siglas en inglés), como forma de expansión de su negocio, están brindando energía renovable, a las comunidades rurales y sus negocios. Las casas y los negocios a lo largo de la India rural han estado instalando pequeños sistemas solares aislados con sistemas de almacenaje de baterías en una tasa muy alta los últimos años. Aprovechando este escenario, las ESCOs, han comenzado a interconectar estos sistemas construyendo mini-grids, creando un nuevo negocio y brindando energía limpia a nuevos sectores y mercados en el proceso. En el camino se han reemplazado varios generadores diesel que alimentaban a las torres de telecomunicaciones.

Ejemplo: en el estado de Bihar, el dueño de una zona de tierras rurales firmó un contrato con la ESCO Tara Urja, para instalar un sistema fotovoltaico de 30 kW en reemplazo del generador diesel de 20 kVA que servía para dar energía a la torre de telecomunicaciones que mantiene en sus tierras¹.

¹ Fuente: <http://microgridmedia.com/renewable-mini-grids-begin-to-take-root-in-rural-india/>

7.4 BOLIVIA

Bolivia, con una población de unos 11 millones de personas es uno de los países más pobres de Latinoamérica. La tasa de electrificación es de un 88% con un estimado del 98% en las áreas urbanas y un 57% en las áreas rurales. El 43% de la población rural utiliza biomasa para la cocción de los alimentos y las necesidades de climatización.²

Ejemplo: el sistema más híbrido PV-diesel con almacenamiento de baterías más grande del mundo fue instalado en diciembre de 2014 en la provincia de Pando, Bolivia. En este caso la empresa SMA proveyó no sólo los inversores sino también un módulo denominado “Fuel Save Controller” para controlar según la demanda la inyección de energía solar al sistema, a su vez de proveer los inversores a gran escala para el sistema de baterías.

Esta central híbrida entrega aproximadamente 5 MW y fue diseñada específicamente para generar suficiente energía solar para cubrir aproximadamente la mitad de la demanda provincial de la capital de Cobija y sus pueblos vecinos del norte de Bolivia durante las horas del día. Los residentes y los negocios consumen alrededor de 37 GWh de energía por año, una tasa que aumenta año a año. Dado que la región no está conectada a la red nacional, la energía era suministrada exclusivamente por generadores diesel.³

² (<https://endev.info/content/Bolivia>)

³ <https://www.sma.de/es/productos/referencias/cobija-bolivia.html>

8. CONTEXTO MUNDIAL:

8.1 PROTOCOLO DE KYOTO

El Protocolo de Kioto es un protocolo de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), y un acuerdo internacional que tiene por objetivo reducir las emisiones de seis gases de efecto invernadero que causan el calentamiento global. Los gases son el dióxido de carbono (CO₂), el metano (CH₄), el óxido nitroso (N₂O), y los otros tres son tipos de gases industriales fluorados: los hidrofluorocarbonos (HFC), los perfluorocarbonos (PFC) y el hexafluoruro de azufre (SF₆). En el protocolo se acordó una reducción de al menos un 5 %, de las emisiones de estos gases en 2008-2012 en comparación con las emisiones de 1990. El protocolo fue adoptado el 11 de diciembre de 1997 en Kioto, Japón, pero no entró en vigor hasta el 16 de febrero de 2005.

El protocolo forma parte de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), suscrita en 1992 dentro de lo que se conoció como la Cumbre de la Tierra de Río de Janeiro. El protocolo vino a dar fuerza vinculante a lo que en ese entonces no pudo hacer la CMNUCC.

8.2 COP21

La Conferencia de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático 2015, XXI Conferencia Internacional sobre Cambio Climático o 21.^a Conferencia de las Partes y la 11.^a Conferencia de las Partes en calidad de reunión de las Partes en el Protocolo de Kyoto (COP21/CMP11) se celebró en París (Francia), desde el 30 de noviembre hasta el 11 de diciembre de 2015. Fue organizada por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). Se consiguió alcanzar el llamado Acuerdo de París.

El objetivo de la conferencia era el de concluir un acuerdo mundial para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero.

El objetivo general de la Convención era reducir las emisiones de gases de efecto invernadero para limitar el aumento de la temperatura global a 2 °C por encima de los niveles preindustriales.

El 12 de diciembre de 2015 los 195 países participantes lograron por consenso un pacto global, el Acuerdo de París, para reducir las emisiones como parte del método para la reducción de gases de efecto invernadero.

Argentina por su parte, "El compromiso en la lucha contra el cambio climático es una prioridad para esta gestión. La firma de este acuerdo muestra que la Argentina se está reinsertando en el mundo no sólo por haber normalizado su situación con los mercados, sino también por haber asumido una posición de liderazgo en la lucha contra el cambio climático, asumiendo metas y compromisos concretos para la reducción de emisiones", indicó el rabino Sergio Bergman, ministro de Ambiente de la Nación.

En representación del país estuvo la ministra de Relaciones Exteriores, Susana Malcorra.

8.3 LA HUELLA DE CARBONO

Es un indicador ambiental que pretende reflejar la totalidad de gases de efecto invernadero (GEI) emitidos directa o indirectamente por un individuo, organización, evento o producto. Tal impacto ambiental es medido llevando a cabo un inventario de emisiones de GEI o un análisis de ciclo de vida según la tipología de huella, siguiendo normativas internacionales reconocidas. La huella de carbono se mide en masa de CO₂ equivalente y una vez conocido el tamaño y la huella, es posible implementar una estrategia de reducción y/o compensación de emisiones, a través de programas.

9. ARGENTINA

9.1 REGULACIONES Y POLÍTICAS PÚBLICAS

En Argentina en el año 2006 se sancionó la Ley 26190 “REGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGIA DESTINADA A LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA”.

El Artículo 1 determina: “Declárase de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la prestación de servicio público como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad”.

Su Artículo 2 determina: “Se establece como objetivo del presente régimen lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el ocho por ciento (8%) del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2017”.

En el año 2015, se sanciona la Ley 27191/2015 cuyo Capítulo 1 realiza modificaciones a la Ley 26.190, “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica”.

El artículo 1 declara: “Sustitúyese el artículo 2° de la ley 26.190, “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica”, por el siguiente: “se establece como objetivo del presente régimen lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el ocho por ciento (8%) del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2017”.

El Artículo 2 declara: “Sustitúyense los incisos a) y b) del artículo 4° de la ley 26.190, “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica”, por los siguientes”:

a) Fuentes Renovables de Energía: Son las fuentes renovables de energía no fósiles idóneas para ser aprovechadas de forma sustentable en el corto, mediano y largo plazo: energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles, con excepción de los usos previstos en la ley 26.093

b) El límite de potencia establecido por la presente ley para los proyectos de centrales hidroeléctricas, será de hasta cincuenta megavatios (50 MW).

El Artículo 3 declara: “Sustitúyese el artículo 7° de la ley 26.190, “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica”, por el siguiente:

Artículo 7°: Régimen de Inversiones - Institúyese un Régimen de Inversiones para la construcción de obras nuevas destinadas a la producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables de energía, que regirá con los alcances y limitaciones establecidos en la

presente ley.

Programa RENOVAR ronda 1

En Julio del 2016 la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) realiza el llamado a Convocatoria Abierta para la calificación y eventual adjudicación de ofertas de personas jurídicas nacionales o extranjeras, a los efectos de la celebración de contratos de abastecimiento de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables con CAMMESA en representación de los Agentes Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM, en aras de aumentar la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz energética del país conforme lo prescripto por las Leyes N° 26.190 y N° 27.191

La evolución esperada del porcentaje de potencia instalada de las energías renovables se observa en el siguiente gráfico:

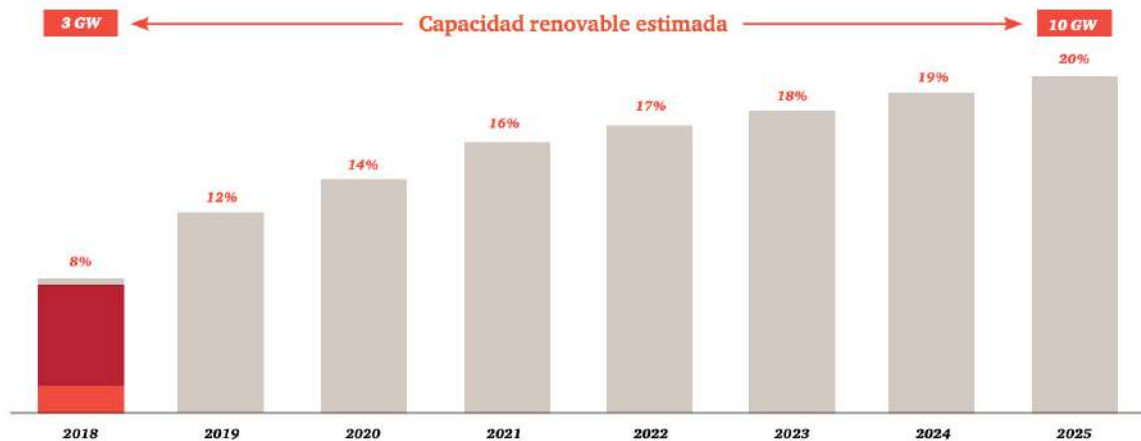


Gráfico 3 Capacidad renovable esperada. Fuente: **Ministerio de Energía y Minería. (2016).**
www.argentina.gob.ar/energia

A la fecha, el porcentaje alcanzado es del 5%.

A continuación, se presenta el cuadro de potencia instalada por tipo y región.

Región	TV	TG	CC	DI	Térmica	Hidráulica	Nuclear	Renovables	TOTAL
CUY	90	120	374	40	624	957	-	264	1,761
COM	501	-	1,487	92	2,080	4,725	-	44	6,773
NOA	991	261	1,472	394	3,117	101	-	229	3,057
CEN	815	200	534	101	1,650	802	648	215	3,075
GBA-LIT-BAS	4,536	3,870	6,867	895	16,168	945	1,107	271	16,981
NEA	33	-	-	286	319	2,745	-	0	3,081
PAT	195	-	377	-	572	516	-	438	1,222
TOTAL	7,161	4,451	11,110	1,808	24,531	10,790	1,755	1,462	38,538
% Térmicos	29%	18%	45%	7%	100%				
% TOTAL					64%	28%	5%	4%	100%

Tabla 9 Potencia instalada por tipo y región. Fuente: **Informe anual de CAMESA (2018)**.
www.portalweb.camesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx

Proyecto PERMER

El Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales brinda acceso a la energía con fuentes renovables a la población rural del país que no tiene luz por estar alejada de las redes de distribución.

Desarrolla diversas iniciativas para proveer de energía a hogares, escuelas rurales, comunidades aglomeradas y pequeños emprendimientos productivos. De esta manera, busca mejorar la calidad de vida de los habitantes rurales de la Argentina.

Según datos del censo del 2010, existen 120.000 familias rurales argentinas que no cuentan con acceso a la electricidad.

El Proyecto PERMER no sólo facilita kits solares a las distintas escuelas y casas rurales, también construye micro redes, permitiendo el acceso a la energía eléctrica a comunidades rurales aglomeradas, para sus hogares, sus instituciones de servicios públicos y para pequeños emprendedores.⁴

⁴ <https://www.argentina.gob.ar/energia/permer/>

9.2 SITUACIÓN ENERGÉTICA ACTUAL

Según cifras del Banco Mundial de los últimos 5 años, Argentina presenta un escenario alentador en cuanto a su nivel de electrificación total ya que presenta un 100% para la población urbana y casi un 99% para la población rural. Esto se debe gracias al incentivo de distintos programas que han permitido una representatividad de las energías renovables del 2% a principios de 2018 a 4,5% en diciembre del mismo año, con un incremento mensual del 125%

Acceso a la electricidad, sector urbano (% de la población urbana)

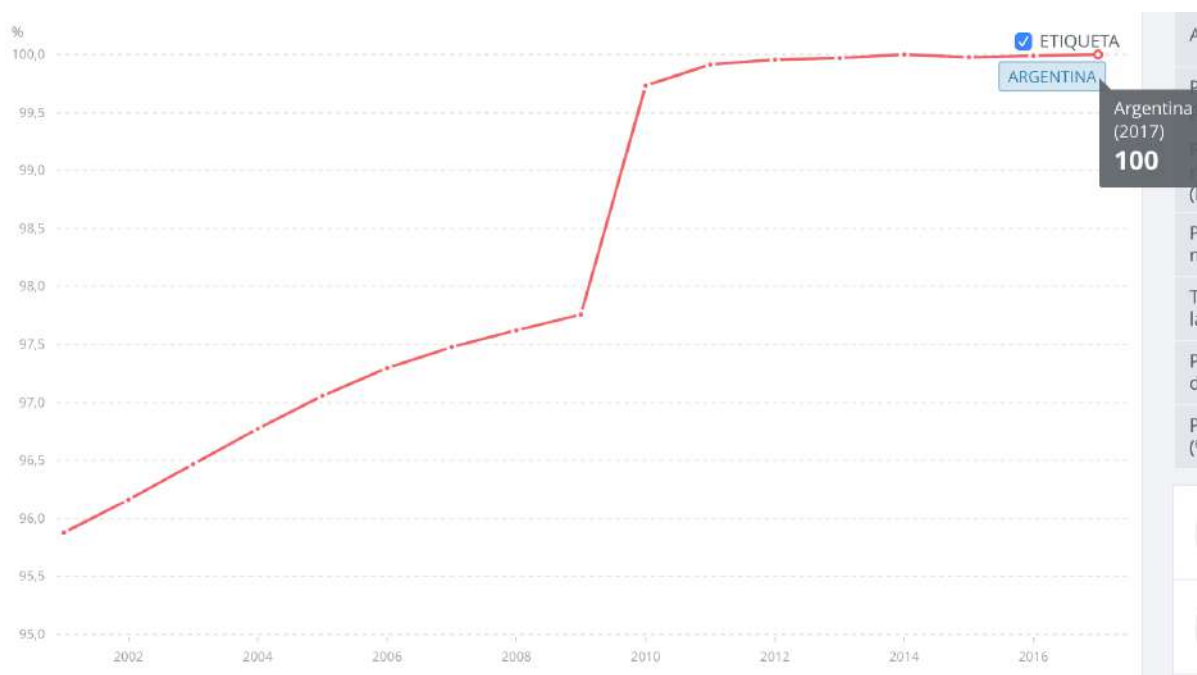


Gráfico 4 Acceso a la electricidad % urbano. Fuente: **Banco Mundial. (2017).**
www.datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.UR.ZS?locations=AR&view=chart

Acceso a la electricidad, sector rural (% de la población rural)

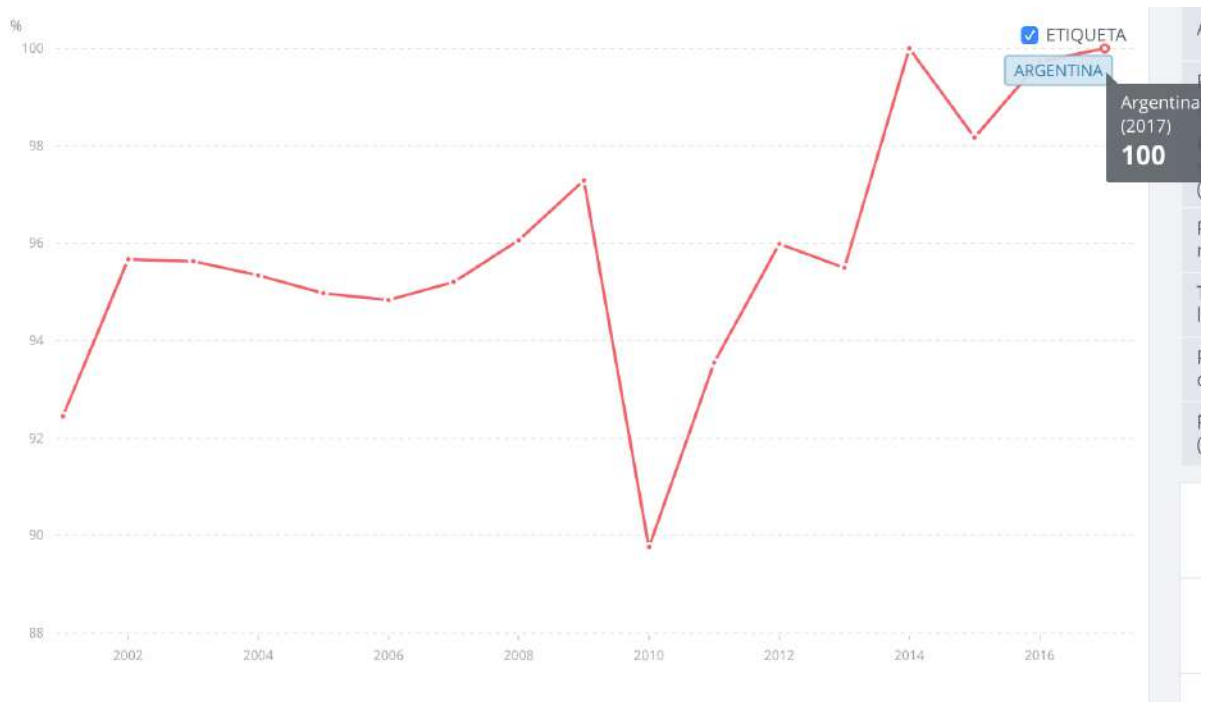


Gráfico 5 Acceso a la electricidad % rural. Fuente: **Banco Mundial. (2017).**
www.datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.ZS?locations=AR&view=chart

9.3 EMISIONES DE CO2 EN ARGENTINA

En el 2017, las emisiones de CO2 en Argentina cayeron 2324 kT, un 1,09% con respecto al año anterior.

Las emisiones de CO2 en el 2017 han sido de 209.968 kT, llevándo a Argentina al puesto número 159 del ranking de países por emisiones de CO2, formado por 186 países, en donde se ordenan los países de menos a más contaminantes.

Además de las emisiones totales de CO2 a la atmósfera, que depende entre otras variables de la población del país, se analiza el comportamiento de las emisiones per cápita. En la tabla a continuación se muestra cómo las emisiones per cápita de CO2 han descendido en el año 2017 hasta alcanzar el valor de 4,74 toneladas por habitante.

La evolución de las emisiones de CO2 por cada 1000 dólares de PBI mide dentro de un país la eficiencia medioambiental con la que se produce a lo largo del tiempo. En el 2017, Argentina ha emitido 0,25 kilos por cada USD1000 de PBI, una cifra menor que la del 2016.

En la tabla se puede ver la evolución de las emisiones de CO₂ y su crecimiento desde el 2007, así como también el crecimiento de las emisiones per cápita y opuesto a las emisiones de CO₂ por cada USD1000 de PBI.

Las emisiones totales de CO₂ también han aumentado en el período 2012-2017 aunque al menos en este plazo de han reducido las emisiones por habitante.⁵

A continuación, se presenta una tabla y un gráfico con las emisiones de CO₂ de Argentina entre el año 2000 y el 2017.

Argentina - Emisiones de CO ₂				
Fecha	CO ₂ Totales Kts	CO ₂ Petroleo Kts	CO ₂ Kg/1000\$	CO ₂ t per capita
2017	209.968		0,25	4,74
2016	212.292	95.903	0,26	4,84
2015	212.406	101.759	0,26	4,89
2014	209.980	101.026	0,26	4,89
2013	201.904	100.945	0,24	4,75
2012	205.403	100.314	0,25	4,88
2011	199.443	96.033	0,24	4,79
2010	191.337	98.000	0,25	4,64
2009	185.981	80.000	0,27	4,56
2008	196.011	78.000	0,26	4,85
2007	183.945	77.000	0,26	4,60
2006	176.203	71.000	0,27	4,45
2005	165.429	69.000	0,27	4,23
2004	162.281	63.000	0,29	4,19
2003	145.951	63.000	0,29	3,81
2002	133.103	58.000	0,28	3,51
2001	140.956	64.000	0,27	3,76
2000	150.585	70.000	0,27	4,06

Tabla 9 Emisiones de CO₂ en Argentina. Fuente: **Datosmacro. (2018).** www.datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/emisiones-co2/argentina

⁵ <https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/emisiones-co2/argentina>

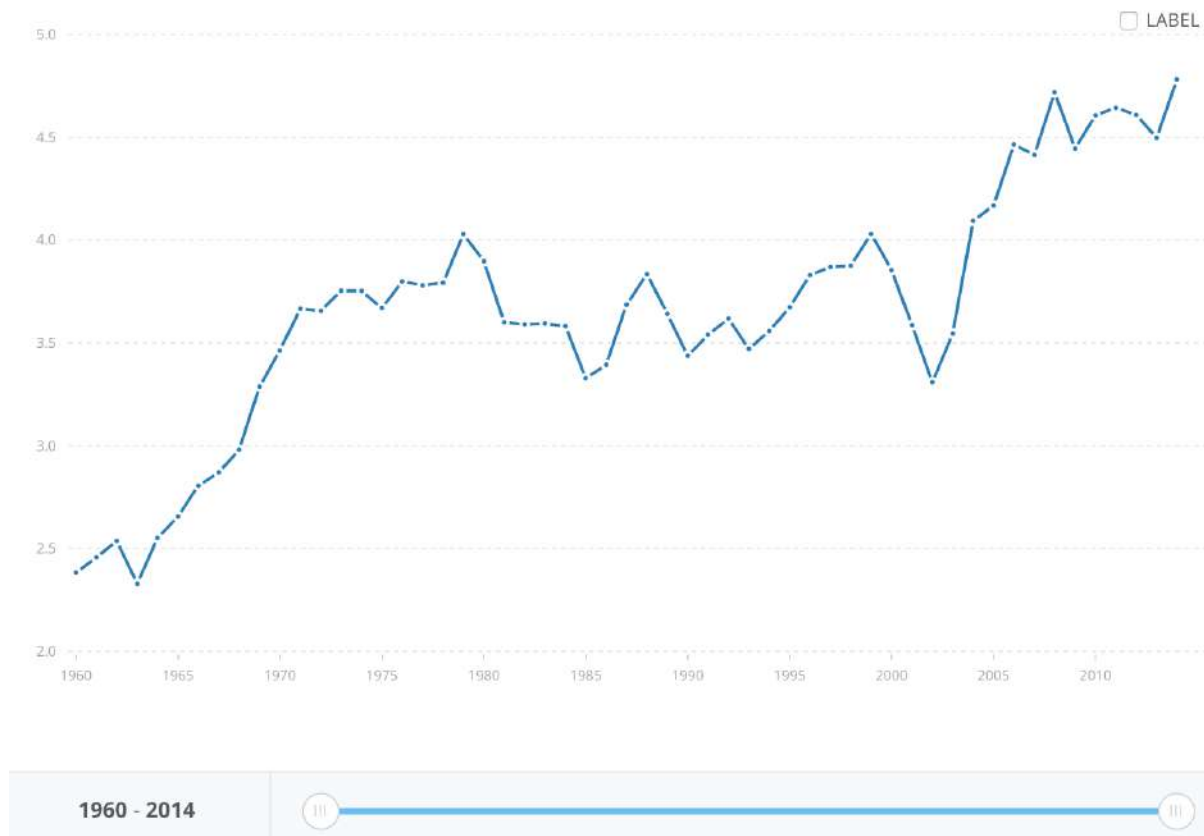


Gráfico 6 Evolución de emisiones de CO2 en Argentina. Fuente: **Banco Mundial. (2012).**
www.datos.bancomundial.org/indicador/EN.ATM.GHGT.KT.CE?locations=AR&view=chart

A continuación, se observa un gráfico del precio de la tonelada de CO2 (eu/ton)

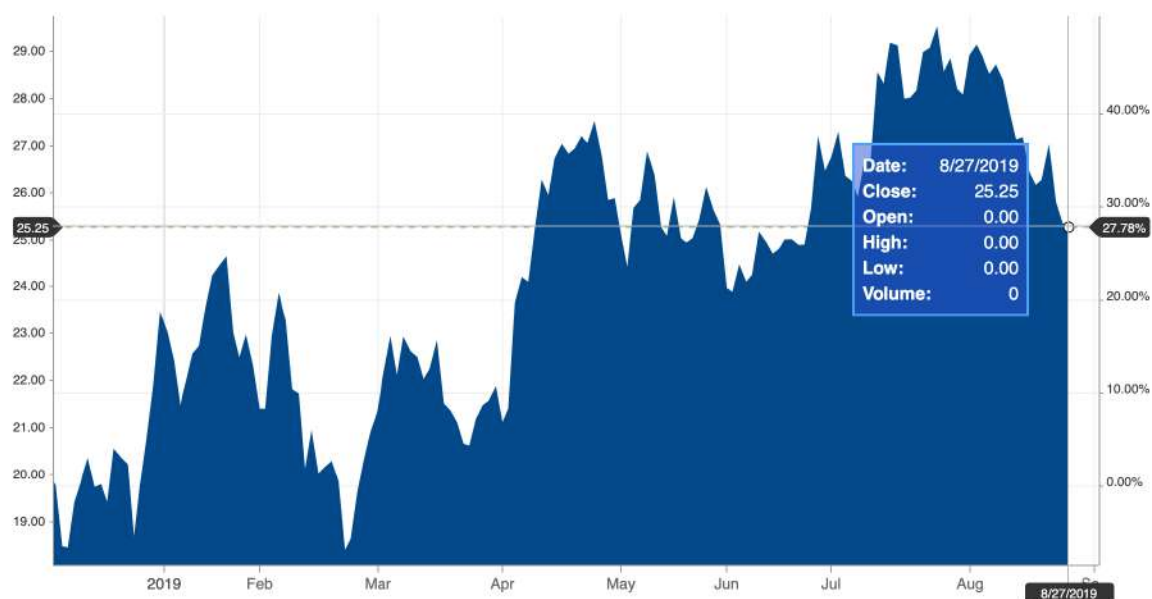


Gráfico 7 Precio de la tonelada de CO2. Fuente: **Business Insider. Septiembre 2019.**
www.markets.businessinsider.com/commodities/co2-european-emission-allowances

10. CASOS DE APLICACIÓN DE MINI GRIDS RENOVABLES EN ARGENTINA

10.1 CONSTRUCCIÓN DE LA PRIMERA PLANTA HÍBRIDA SOLAR DE CHACO, EN COMANDANCIA FRÍAS.

A continuación, se detalla un caso de aplicación real, con datos otorgados por la empresa Solar Miron, quien desarrolló el proyecto y actualmente lo está llevando a cabo.

Objetivo: proveer de energía eléctrica a la localidad de Comandancia Frías, situada en la provincia de Chaco.

Localización: Comandancia Frías es una localidad argentina situada en el extremo norte de la Provincia del Chaco, en el departamento de General Guemes. Depende administrativamente del municipio de Fuerte Esperanza, de cuyo centro urbano dista unos 76 km. Comandancia Frías se encuentra a más de 200 km del punto más cercano a la línea de transmisión en Monte Quemado, provincia de Santiago del Estero.



Figura 4 Comandancia Frías. Fuente: Wikipedia.

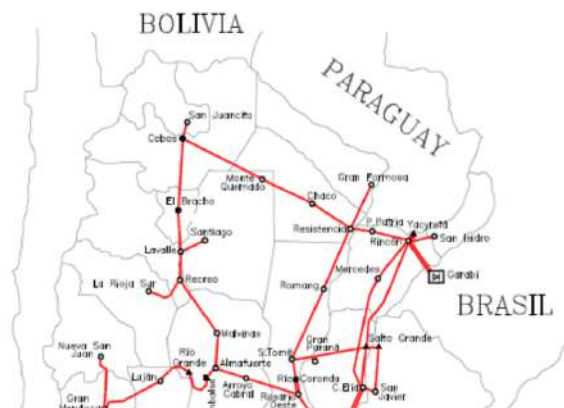


Figura 5 Redes de transmisión. Fuente: CAMMESA.

Población: aproximadamente 1800 habitantes.

Situación actual: al momento la localidad es abastecida de energía eléctrica generada a través de una central térmica, conformada por grupos electrógenos que utilizan combustible diésel para su normal funcionamiento. La misma funciona en un predio ubicado dentro del pueblo; son 6 grupos electrógenos de tecnología antigua y con muchas horas de servicio, con lo cual

debido al uso prolongado generan en las inmediaciones contaminación sonora, radiación térmica y la generación de humos producto de la combustión. El combustible es proveído y subsidiado por Servicios Energéticos del Chaco Empresa del Estado Provincial (SECHEEP por sus siglas). Cada familia abona la tarifa a esa entidad.

A continuación, se detallan las características de los 6 grupos electrógenos existentes:

CT COMANDANCIA FRÍAS							
	Motor		Generador				Fecha de
Nº	Marca	Potencia	Tension	Potencia Nominal			puesta
		HP	V	kVA	cos phi	kW	en servicio
1	Scania	500	400	630	0,800	504	2015
2	Perkins	200	400	250	0,800	200	2010
3	Perkins	130	400	150	0,800	120	2010
4	Merc. Benz	135	400	137	0,800	110	1992
5	Fiat	221	400	120	0,800	96	1970
6	Fiat	221	400	120	0,800	96	1970

Tabla 10 Características de los grupos electrógenos existentes. Fuente: **Solar Miron**.

Proyecto: la empresa Solar Miron propuso la instalación de 620 paneles fotovoltaicos de la empresa Canadian Solar de 325 Wpico del tipo Cec1 cuya ficha técnica se encuentra en el ANEXO 15.1. Los mismos se encontrarán a 2,9 km de la población, para disminuir ruidos, contaminación y costos logísticos. Se instalarán 3 inversores SMA STP 60 (ficha técnica en ANEXO 15.2) y un controlador Fuel Save Controller cuya ficha técnica se encuentra en el ANEXO 15.3). La planta fotovoltaica abastecerá un 30% del consumo anual del pueblo. El 70% restante será a través del reemplazo de los grupos electrógenos existentes por dos grupos de Himoina de 325 kVA y 405 kVA de última generación (fichas técnicas en ANEXO 15.4). Así, la planta híbrida (solar/térmica) tendrá una capacidad de generación de energía de 730 KVA para abastecer al pueblo de Comandancia Frías. La planta híbrida fotovoltaica generará en promedio 311 MWh/año, y permitirá ahorrar en promedio alrededor de 75.000 litros de combustible por año como se ve a continuación:

COMANDANCIA FRIAS										
Consumo de Combustible (en litros)										
Mes	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Enero	13830	13311	15579	22685	23240	26860	34655	35485	35473	39447
Febrero	12567	12184	15081	21806	19905	26525	27480	29530	35130	34180
Marzo	13647	13105	16036	22670	23515	29943	29445	33433	37775	30800
Abril	13190	12791	15037	15894	20060	21650	28811	33386	29420	29005
Mayo	13479	13099	14475	13437	19726	19550	26131	28045	29515	26390
Junio	13573	13212	14173	15066	18620	20055	24930	26778	28855	25730
Julio	12562	12110	13556	16647	19315	19460	25684	28465	27215	26220
Agosto	11853	12011	13784	17989	19970	20220	27348	32640	31222	27515
Septiembre	13042	12336	14396	18025	20185	22560	27957	35187	31590	29520
Octubre	13123	12265	17375	19235	22445	28883	29455	37718	32874	34500
Noviembre	13277	13837	23450	23560	25645	29570	33235	34070	33797	35595
Diciembre	13042	14662	19032	23200	26276	34725	38735	36140	35680	40870
Total	157185	154923	191974	230215	258902	300001	353866	390877	388546	379772

Tabla 11 Consumo de combustible en Comandancia Frías. Fuente: **Solar Miron**.

A continuación, se muestra un esquema representativo sobre la integración de grupos electrógenos con sistemas fotovoltaicos. Cabe destacar que en el ejemplo de la localidad de Comandancia Frías no se cuenta con un sistema de almacenamiento de baterías.

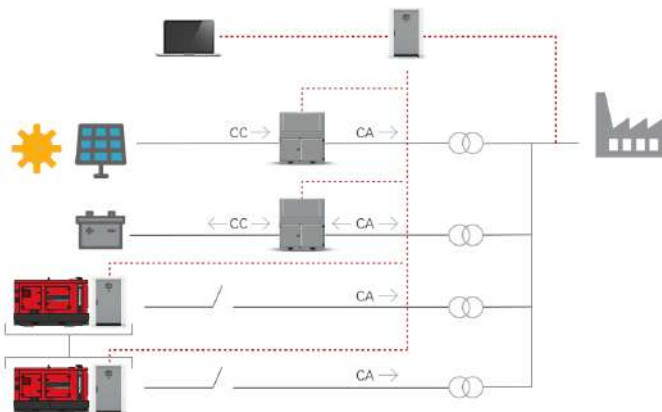


Figura 6 Esquema de integración. Fuente: **Himoinsa. (2019). www.himoinsa.com.ar**

Inversión: 14 millones de pesos y el desembolso lo hace la provincia de Chaco.

Instalación y operación: los paneles serán instalados sobre estructuras fijas, con una inclinación de 24° y orientación Norte, permitiendo captar mayor radiación solar a lo largo de todo el año. Esto representaría el 30 % de la generación de la planta. La planta también contará con dos grupos electrógenos de 325 y 405 kVA de última generación, con lo que se dispondrá de una potencia total instalada en conjunto de 730 KVA.

Con este sistema se pretende disponer de equipos de generación térmica que sean de menor potencia, para que puedan ser usados alternativamente en función de la demanda requerida de

energía en cada momento. El objetivo principal es reducir sustancialmente y hacer más eficiente el consumo de combustible, mejorando así la operación actual de la planta de generación.

La operación conjunta del sistema fotovoltaico y de los grupos electrógenos será regulada por un sistema de control automático que permitirá alcanzar el objetivo principal de la planta. De esta forma, se determinará automáticamente cuánto debe generar el sistema fotovoltaico y cuánto deben generar los generadores en cada momento de manera tal de bajar los costos asociados al consumo de combustible.

Se pretende con este esquema que el sistema fotovoltaico estará operativo entre las 9:00 a 18:00 horas conjuntamente con los equipos diesel, y fuera de este rango horario, los grupos electrógenos tomarán toda la carga demandada por la localidad.

Es importante destacar que en el caso de presentarse como factor climático de falta de disponibilidad solar (días lluviosos) o de disponibilidad reducida (días nublados), el controlador adoptará las acciones para repartir la carga entre los grupos electrógenos y lo disponible de generación solar.

La planta se localizará en el predio que dispone el Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos a unos 2,9 km al sur de la localidad, por lo cuál la provincia construirá además dos estaciones transformadoras (una elevadora y otra reductora) y una línea transmisión en 13,2 kV hasta el centro de la localidad de Comandancia Frías, logrando de esta manera reducir la contaminación sonora, y las emisiones de gases producto de la combustión.

A continuación, se observa una foto de la etapa de instalación:



Foto proporcionada por **Solar Miron**

10.1.2 MEJORAS

A partir de la información brindada por la empresa, se elaboró un listado de mejoras que se traducen en ahorros energéticos.

Se elaboró un consumo estimado mensual por grupo familiar con los siguientes artefactos:

- 1 heladera (65 kWh/mes)
- 4 luces halógenas (50 kWh/mes)
- 1 termotanque eléctrico (140 kWh/mes)

Esto equivale a un consumo mensual de aproximadamente 250 kWh/mes por familia. Esto significa un consumo anual del pueblo de 1350 MWh/año.

Si al proyecto se le adicionara el cambio de los termotanques eléctricos por termotanques solares (a un precio promedio de \$20.000 cada uno) la inversión sería de 9 millones de pesos y el ahorro de energía mensual por familia sería de un 55%.

Si a su vez al proyecto le cambiaran las luces halógenas por luces led (a un precio promedio de \$80) la inversión sería de \$144.000 y el ahorro de energía sería de un 17%.

Ambas propuestas combinadas significarían un ahorro superior al 70%.

Por otro lado, se realizó una corrida con el programa Sunny Design para corroborar las características técnicas proporcionadas por la empresa. La documentación se encuentra en el ANEXO 15.5.

Overview

This overview shows the entries, results and current information on the design of the PV system. Please check your entries.

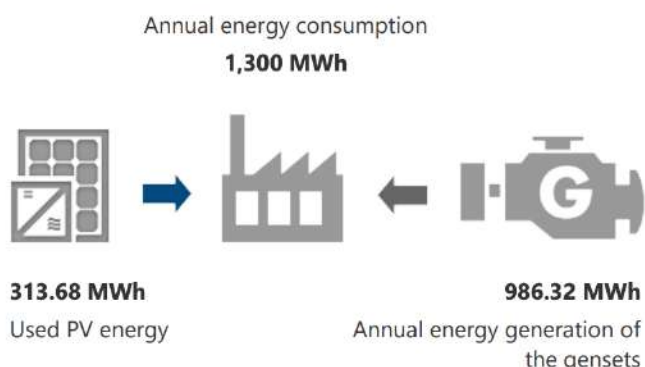
▼ Project information			
PV system		Gensets	
Total number of PV modules	600	Apparent power (total)	400 kVA
Peak power	195.00 kWp	Active power (total)	320 kW
Number of PV inverters	3	Annual energy generation	986.32 MWh
Nominal AC power of the PV inverters	180.00 kW	Annual fuel savings potential (approx.)	80,022 l
AC active power	180.00 kW	Annual CO ₂ emission savings potential (approx.)	214 t
Active power ratio	92.3 %	Effective fuel costs	1.20 USD/l
Max. available PV energy	323.50 MWh	Average energy efficiency	2.62 kWh/l
Energy usability factor	99.9 %		
Spec. energy yield	1659 kWh/kWp	Profitability	
Line losses (in % of PV energy)	---	Investment costs of the turnkey PV system (CapEx)	390,000 USD
Used PV energy	313.68 MWh	Expected amortization period in years (approx.)	5
Used PV share	97 %	Net present value using discounted cash flow (approx.)	942,810 USD (8 % p.a. discount)
PV share of the energy supply (total)	24.1 %	Net present value using nominal cash flow (approx.)	2,709,963 USD
PV share of the energy supply (during the day)	33.6 %		

Figura 7 Salida del Sunny Design, elaboración propia.

Cabe destacar que, si bien la inversión inicial del sistema PV es de 400.000 USD, el mismo no está teniendo en cuenta el costo del controlador, y tampoco está considerando el costo de los generadores. Considerando todos los costos, la inversión inicial total se encuentra alrededor de los 700.000 USD.

Details of your energy supply

Overview of energy supply



Details

Annual energy consumption	1,300 MWh
Annual energy generation of the gensets	986.32 MWh
Fuel consumption per year (approx.)	376,081 l
Used PV energy	313.68 MWh
Annual fuel savings potential (approx.)	80,022 l
PV share of the energy supply (total)	24.1 %
PV share of the energy supply (during the day)	33.6 %

Information on the PV yield

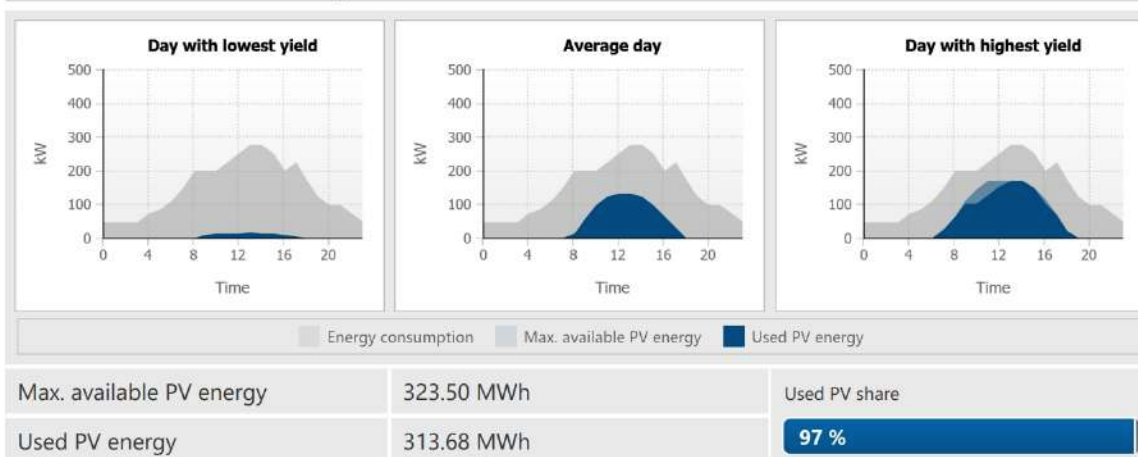
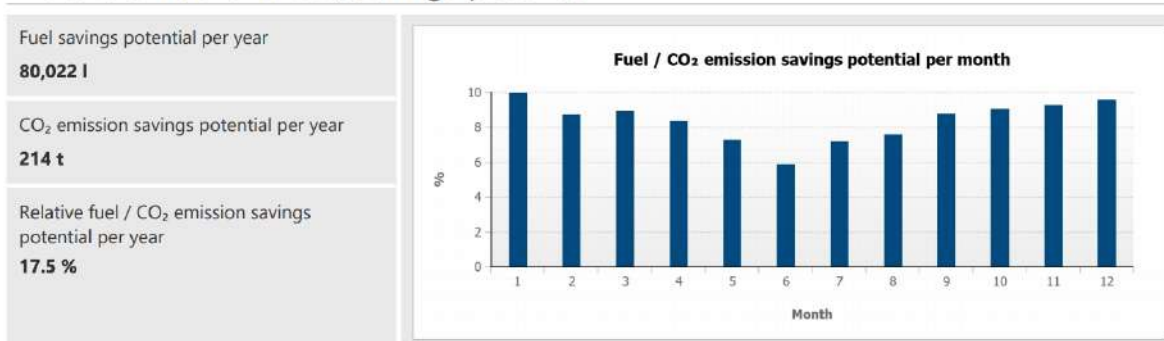
Details of fuel and CO₂ savings potential

Figura 8 Salida del Sunny Design, elaboración propia

Los costos del diesel ahorrados anualmente son difíciles de calcular ya que el precio del mismo se encuentra subsidiado por la provincia. Si se tomara el dato salida de Sunny Design, el precio del Diesel sería de 1,2 USD/l lo que significaría un ahorro de 96000 USD por año.

Por otro lado, se debe considerar que los sistemas fotovoltaicos, en comparación con los sistemas diesel, gozan de un bajo costo de operación y mantenimiento, así como de una

prolongada vida útil (en este caso 20 años). La incorporación de un sistema híbrido solar-diesel refleja ahorros desde el día 1. La amortización del sistema, que depende del costo por litro de diesel, puede tener un período de repago de entre 3 a 5 años, como se observa a continuación:

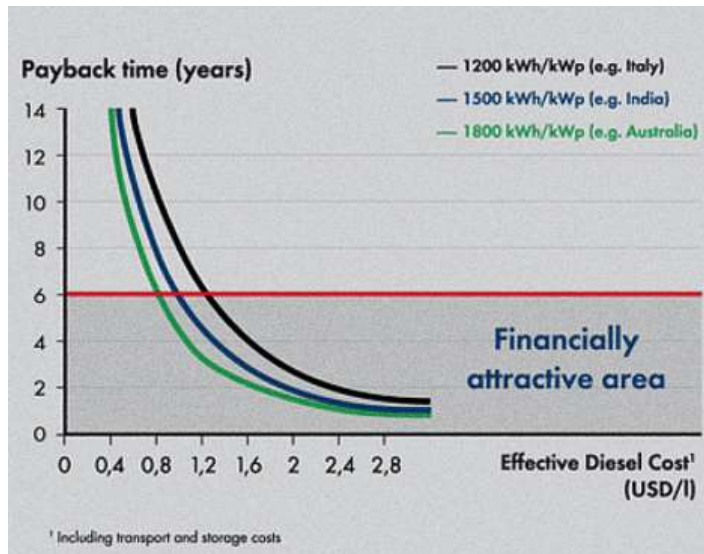


Gráfico 8 Precio del diésel vs años de repago. Fuente: **Greenenergy International. (2018). www.greenenergy.com**

10.2 OTROS CASOS

10.2.1 CONVERSIÓN DE LA CENTRAL PIEDRA NEGRA EN CENTRAL HÍBRIDA TERMO-FOTOVOLTAICA DE LA QUIACA, EN LA PROVINCIA DE JUJUY.

Según informó el Ministerio de Infraestructura en Agosto del 2019, la central térmica de La Quiaca se convertirá en central híbrida: mantendrá su generación a gas pero sumará la generación de 2.5 MW en un Sistema fotovoltaico que incluirá acumulación con baterías de litio.

“La conversión de la Central de Piedra Negra está en marcha. El proyecto, que fue desarrollado en la Secretaría de Energía, se materializará con obras que la empresa proveedora de servicio de energía EJE SA iniciará en septiembre. Será un parque fotovoltaico que alimentará de energía limpia al SAP, convirtiendo a Piedra Negra en la primera central híbrida del país, ya que mantendrá su sistema actual a gas pero suma 2.5 megas de energía limpia y acumulación en baterías de litio, que permitirá abastecer era toda la zona 24 horas con energía limpia”, según palabras del ministro de infraestructura Jorge Rizzotti.

También detalló que “la central a gas de Piedra Negra cuenta actualmente con una capacidad de generación de energía de 10 megas, a lo que se sumarán 2.5 megas de la central fotovoltaica”. Esto permitirá abastecer la zona con energía limpia día y noche ya que contará con acumulación en baterías de litio; en el caso de que ocurra alguna falla, la central a gas entra en funcionamiento como resguardo o back up, lo que implica una reducción de costos significativa en la generación combustible.

“Hoy abastecer esta central es muy caro, pero es la que sostiene el sistema aislado de ese territorio. Convertir en híbrido el sistema aislado nos va a permitir reducir costos a corto plazo en el mantenimiento general de la central y a largo plazo para todos los jujeños”, valoró Rizzotti, quien también informó que la obra e inversión forman parte del programa anual de inversiones de EJE SA.⁶

10.2.2 CENTRAL HÍBRIDA EN ANTOFAGASTA DE LA SIERRA, CATAMARCA.

En febrero del 2019 la firma Air Total SRL y Energía de Catamarca S.A.P.E.M. firmaron el contrato por el suministro, instalación y puesta en marcha de una central de generación híbrida solar fotovoltaica y diesel de 600 y 1.200 kW de potencia respectivamente.

El contrato fue adjudicado por Energía de Catamarca S.A.P.E.M. a la mejor propuesta técnica y económica presentada en la licitación pública “Parque Solar Fotovoltaico Antofagasta de la Sierra”.

La central, que operará en red aislada, será para el beneficio de la comunidad de la localidad de Antofagasta de la Sierra. La obra se financiará por Energía de Catamarca S.A.P.E.M. y con fondos del fideicomiso minero “Salar del Hombre Muerto”, constituido con aportes por parte de FMC-Minera del Altiplano, que tiene a su cargo la producción de litio del Proyecto Fénix, emplazado en el Salar del Hombre Muerto. Las firmas Energy Partners e Hissuma, asociadas a Air Total, estarán a cargo de la ingeniería, suministro y gestión del proyecto. La puesta en servicio de la central de generación está prevista para 2019.⁷

⁶ https://m.elconstructor.com/mobile/infraestructura/la-central-que-abastece-gas-a-la-quiaca-tendra-un-parque-solar_6944.html

⁷ <https://www.portal.catamarca.gob.ar/noticias/avanzan-las-obras-del-parque-solar-fotovoltaico-5533/>

11. CONCLUSIONES

Según datos del PERMER, existen al menos 2300 redes en Argentina operadas con grupos electrógenos diesel como se ve a continuación:

PROVINCIA	RESIDENCIALES	ESCUELAS	SERVICIOS PUBLICOS	TERMOSOLARES	MINIREDES	TOTAL
Buenos Aires		213				213
Catamarca		36			48	84
Corrientes	1.300	85		85		1.470
Córdoba		86				86
Chaco	3.680	208				3.888
Chubut	1.615					1.615
Entre Ríos	977					977
Jujuy	4.200	44		187	335	4.766
La Pampa	862					862
La Rioja	553	60				613
Mendoza	1.561					1.561
Misiones		24	42			66
Neuquén	1.909	51	51		435	2.446
Río Negro		26				26
Salta	5.038	316	179		1.533	7.066
San Juan	197	16	44			257
Santa Cruz	575					575
Sgo. del Estero		690				690
Tucumán	2.604	39	45	35		2.723
TOTAL	25.071	1.894	361	307	2.351	29.984

Tabla 12 Número de miniredes en Argentina. Fuente: **PERMER. (2019).**
www.argentina.gob.ar/energia/permer/proyectos#4

Lo que equivale a 10620 MWh de consumo de energía aproximado como se ve a continuación:

PROVINCIA	RESIDENCIALES	ESCUELAS	SERVICIOS PUBLICOS	MINIREDES	TOTAL
Buenos Aires		206,55			206,55
Catamarca		44,46		84,6	129,06
Corrientes	280,8	111,24			392,04
Córdoba		104,94			104,94
Chaco	520,11	143,1			663,21
Chubut	1.945,80				1.945,80
Entre Ríos	211,03				211,03
Jujuy	756			841	1.597,00
La Pampa	186,19				186,19
La Rioja	119,45	43,2			162,65
Mendoza	337,18				337,18
Misiones		18,99	33,21		52,2
Neuquén	460,8	94,64	75,82	2.610,00	3.241,26
Río Negro		71,64			71,64
Salta	1.450,94	278,71	132,1	7.084,80	8.946,56
San Juan	106,38	22,75	31,25		160,38
Santa Cruz	124,2				124,2
Sgo. del Estero		714,6			714,6
Tucumán	511,2	24,57	7,38		543,15
TOTAL	7.010,08	1.879,39	279,76	10.620,40	19.789,64

Tabla 13 Consumo de energía por provincia. Fuente: **PERMER. (2019).**
www.argentina.gob.ar/energia/permer/proyectos#4

Si todas estas mini redes tuvieran un 30% de su energía proveniente de algún tipo de energía renovable, teniendo en cuenta que como se ve a continuación, la mayor radiación solar se encuentra en el norte del país, y la mayor intensidad de vientos en el sur:

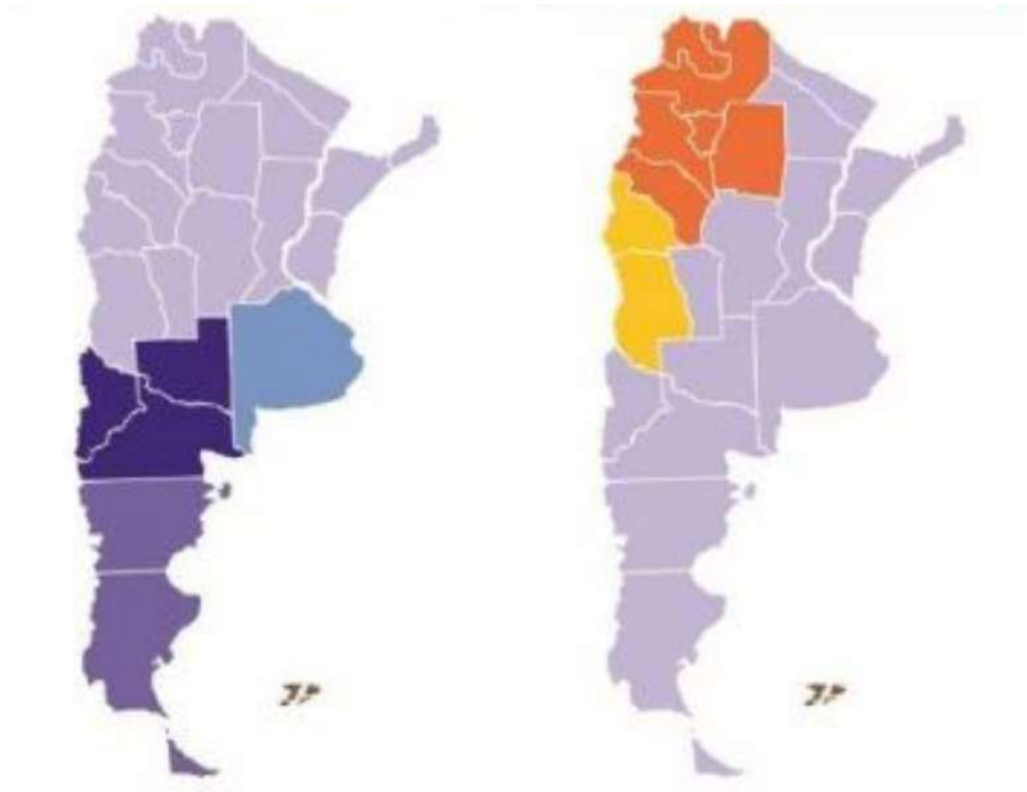


Figura 9 Intensidad de vientos y radiación solar en Argentina. Fuente: **Bloomberg. (2019) www.about.bnef.com**

Se puede estimar que aproximadamente los 3200 MWh ahorrados equivalen a 281200 litros de combustible diesel. En consecuencia, se puede aproximar que el número de toneladas de CO₂ que dejarían de emitirse es de alrededor de 785 toneladas/año. Esto representa el 0,37% de las toneladas de CO₂ emitidas a nivel país.

12. LAS MINI GRIDS RENOVABLES DEL FUTURO

El desarrollo de soluciones más modulares y hardware y software listos para instalar tendrán un número mayor de opciones que permitirán menores costos y mayores funcionalidades. Controles de corto plazo con la habilidad de integrar algoritmos más sofisticados y predicciones más precisas serán la clave para aumentar la penetración de energía renovable en el mix. Investigación en medidores más inteligentes y flexibles, capaces de adaptarse a nuevos modelos de negocios y herramientas para fijar precios que dependan de los tiempos de uso, será un área clave de innovación.

Baterías LIB y otros tipos de baterías como ser de flujo orgánico ya están bajando los costos de este segmento y aumentando su porción de mercado. Aún así, se espera que las baterías LAB continúen siendo la tecnología dominante en las mini-grids renovables, con baterías ALAB más robustas, capaces de gestionar más ciclos y mayores eficiencias.

El aumento en el uso de GaN y SiC serán las innovaciones más esperadas en el área de los transistores para las tecnologías de conversión, que traerán menores costos, mayores eficiencias y reducción en peso y volumen. Se espera también que las tecnologías de conversión mejoren sus prestaciones a la hora de comunicarse con las nuevas tecnologías de almacenamiento. El aumento en el uso de mini redes en corriente continua requerirá converters CC-CC más eficientes y menos costosos.

USD/kWh for 100% RE	2005	2015	2025	2035
AB	USD 0.85-1.28	USD 0.47-0.71	USD 0.30-0.45	USD 0.19-0.29
AF	USD 1.05-1.57	USD 0.61-0.92	USD 0.38-0.57	USD 0.23-0.35

Tabla 14 Precios de mini grids AB y AF. Fuente: **International Renewable Energy Agency. (2016). Innovation outlook: Renewable mini-grids. www.irena.org/publications/2016/Sep/Innovation-Outlook-Renewable-mini-grids**

Uno de las innovaciones más esperadas será la incorporación de IoT (Internet of Things) que permita la interconexión y la intercomunicación para el uso más inteligente de la electricidad.

Se espera que los paneles fotovoltaicos de Silicio continúen bajando sus precios hasta un 60% para el 2035 (IEA, 2014). Esto se deberá a la disminución de los costos de fabricación y el uso de celdas orgánicas ingresando al mercado como por ejemplo las celdas de Perovskita (CaTiO₃).

Finalmente se espera que todas estas innovaciones deriven en la mejora del acceso a la electricidad en áreas remotas y en redes más resilientes y confiables en las comunidades.

13. REFERENCIAS

Bloomberg New Energy Finance, www.about.bnef.com

Business Insider, www.markets.businessinsider.com

CAMMESA, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
www.portalweb.cammesa.com

Diario El Constructor, www.m.elconstructor.com

EIA, U.S. Energy Information Administration, www.eia.gov

Expansion, www.datosmacro.expansion.com

Global trends in Renewable Energy Investment 2019, Frankfurt Business School.

Gobierno de Argentina, <https://www.argentina.gob.ar/energia/permer/proyectos>
Green Energy International www.greenergy.com

Himoina, www.himoina.com

Información Legislativa y Documental, www.infoleg.gob.ar

IRENA, International Renewable Energy Agency, www.irena.org

Micro Grid Projects, www.microgridprojects.com

Ministerio de Energía y Minería, www.minem.gob.ar

Portal de Catamarca, www.portal.catamarca.gob.ar

Secretaría de Energía Presidencia de la Nación, www.energia.gov.ar

SMA Solar Technology, www.sma-south-america.com

United Nations, www.un.org

United States Department of Energy, www.energy.gov

Wikipedia, www.wikipedia.org

World Bank, www.datos.bancomundial.org

14. GLOSARIO

AB	Autonomous Basic Service/ Autónomo Básico
AF	Autonomous Full Service/ Autónomo Full
ALAB	Advanced lead-acid batteries
CAPEX	Capital Expenditures
CMM	Control, Manage and Measure/ Control, Gestión y Medición
IC	Interconnected Community/ Comunidades interconectadas
ILI	Interconnected Large Industrial/ Grandes industrias interconectadas
IRENA	International Renewable Energy Agency
kVA	kilovolt-amp
kW	kiloWatt
LAB	Lead-acid Battery/ Batería ácido-plomo
LIB	Lithium-ion Battery/ Batería ion-litio
LCOE	Levelized Cost of Electricity
PAP	Plug and Play
PV	Fotovoltaico

15. ANEXOS

15.1 FICHA TÉCNICA PANELES CANADIAN SOLAR

15.2 FICHA TÉCNICA SMA STP 60

15.3 FICHA TÉCNICA SMA FUEL SAVE CONTROLLER

15.4 FICHA TÉCNICA GENERADORES HIMOINSA

15.5 SALIDA SUNNY DESIGN COMANDANCIA FRÍAS



MAXPOWER CS6U-315 | 320 | 325 | 330P

Canadian Solar's modules use the latest innovative cell technology, increasing module power output and system reliability, ensured by 15 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.

KEY FEATURES



Excellent module efficiency of up to 16.97 %



Cell efficiency of up to 20.0 %



Outstanding low irradiance performance: 96.0 %



High PTC rating of up to 91.55 %



IP67 junction box for long-term weather endurance



Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa



linear power output warranty



product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system

ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system

OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / CQC / MCS

UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)

UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / Take-e-way

UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1



* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

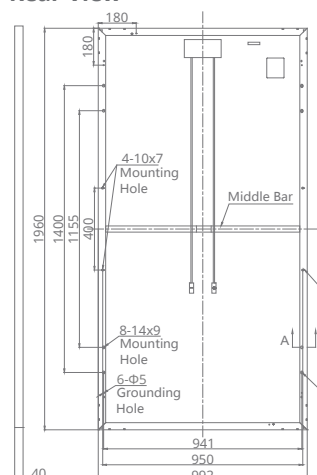
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 15 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

CANADIAN SOLAR INC.

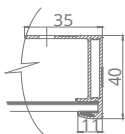
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)

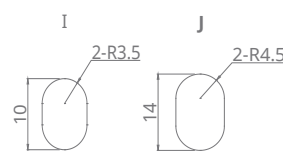
Rear View



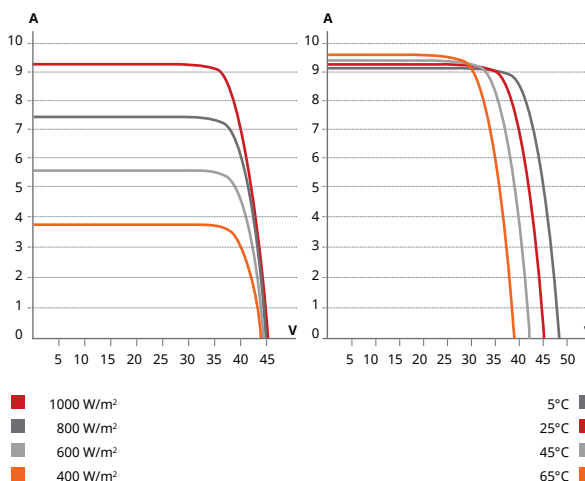
Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



CS6U-320P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (Pmax)	315 W	320 W	325 W	330 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.6 V	36.8 V	37.0 V	37.2 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.61 A	8.69 A	8.78 A	8.88 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.1 V	45.3 V	45.5 V	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.18 A	9.26 A	9.34 A	9.45 A
Module Efficiency	16.20%	16.46%	16.72%	16.97%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6 × 12)
Dimensions	1960 × 992 × 40 mm (77.2 × 39.1 × 1.57 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm² (IEC) or 4 mm² & 12 AWG 1000V (UL), 1160 mm (45.7 in)
Connector	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 635 kg (1400 lbs)
Per container (40' HQ)	624 pieces

ELECTRICAL DATA | NOCT*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (Pmax)	228 W	232 W	236 W	239 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.4 V	33.6 V	33.7 V	33.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.84 A	6.91 A	6.98 A	7.05 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.5 V	41.6 V	41.8 V	41.9 V
Short Circuit Current (Isc)	7.44 A	7.50 A	7.57 A	7.66 A

* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, average relative efficiency of 96.0 % from an irradiance of 1000 W/m² to 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

PARTNER SECTION





Efficient

- Maximum efficiency of 98.8%
- Superior power density: 60 kVA with only 75 kg of weight

Safe

- Highest PV system availability with 60-kW units
- SMA Inverter Manager as central control unit

Flexible

- DC input voltage of up to 1,000 V
- Flexible DC solutions with PV array junction boxes

Innovative

- Cutting-edge system design

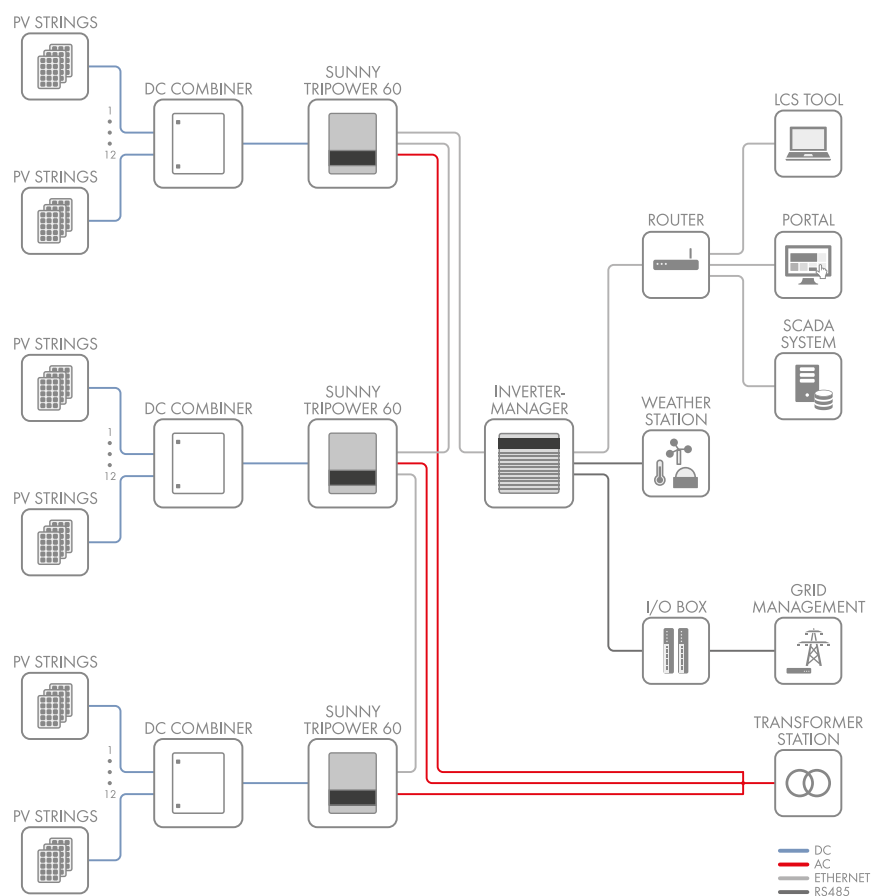
SUNNY TRIPOWER 60

The Best of Two Worlds

The new Sunny Tripower 60 is part of an innovative, global system solution for commercial and industrial PV plants. This solution combines the advantages of a decentralized system layout with the benefits of centralized inverter designs in order to get the best of two worlds. High efficiency, flexible system design, easy installation, simple commissioning and low maintenance requirements contribute decisively to reducing the operating costs for the entire system.



THE SMART SUNNY TRIPOWER SYSTEM PHILOSOPHY





FLEXIBLE SYSTEM DESIGN

With Maximum Efficiency

The new SMA system solution consists of four components: highly efficient inverters, the flexible combiner boxes, the central SMA inverter manager and the LCS commissioning tool. It is precisely this systemized approach that makes the Sunny Tripower 60 so unique and guarantees a high level of performance along with maximum flexibility in system planning and design.

Sunny Tripower 60 inverters with impressive design

No other inverter weighing only 75 kg with an output of 60 kVA offers this. With its compact design, the Sunny Tripower 60 requires little space, reduces on-site preparation work, simplifies installation and lowers maintenance costs.

Innovative system management with the SMA Inverter Manager

The SMA inverter manager is the central communications component and sole interface for the entire system control. It handles all the important inverter and system management functions for up to 42 inverters in

one system (up to 2.5 MW).

Based on the Modbus TCP and SunSpec Alliance Communication, it can be easily integrated into a superior communication system while also ensuring data exchange with external providers. Moreover, the SMA inverter manager handles grid management function exchanges with the grid operator.

Easy commissioning with the LCS commissioning tool

The specially developed LCS tool (Local Commissioning and Service Tool) makes commissioning easy, saves time and reduces costs. The inverter is configured by simply selecting the system-specific configuration files and then transmitting them to all inverters. Furthermore, by reading the status, current values and incidents at the inverter level can make troubleshooting and bug-fixing considerably easier.

External Combiner Box for flexible system design

The module strings are connected to the inverters using the external PV array junction boxes.* This allows the system to flexibly adapt to various regional standards and the generator configuration. This new design decisively contributes to reducing system costs.

SYSTEM INFORMATION

Perfect interaction between Sunny Tripower system components

The SMA inverter manager functions as a central interface for up to 42 inverters in the system and handles necessary local adjustments. External combiner boxes ensure an optimal connection between the PV array and inverter.

Summary: The Sunny Tripower 60 together with the system components is the innovative solution for medium to large-scale power ranges and offers users the best of two worlds.

*Different configurations can be delivered upon request

Technical Data, as of February 2015

Input (DC)

Max. input voltage
MPP voltage range
Min. input voltage
Max. input current / short-circuit current
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input
DC rated power input

Output (AC)

Rated power at nominal voltage
Max. AC apparent power
Max. reactive power
Nominal AC voltage
Nominal AC voltage range
AC power frequency / range
Rated power frequency / rated grid voltage
Max. output current
Power factor at rated power/displacement power factor adjustable
Feed-in phases / connection phases

Efficiency

Max. Efficiency / Euro-eta / CEC @ 400 Vac / CEC @ 480 Vac
--

Protective devices

DC-side disconnection device
Ground fault monitoring / grid monitoring
DC surge arrester / AC surge arrester
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated
All-pole sensitive residual-current monitoring unit
Protection class (as per IEC 61140) / overvoltage category (as per IEC 60664-1)

General Data

Dimensions (W / H / D) / weight
Operating temperature range
Noise emission, typical
Self-consumption (at night)
Topology / cooling concept / degree of protection (IEC 60529/ UL50E) / climatic category (IEC 60721-3-4)
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)

Features

DC connection / AC connection
Display
Interface
● Standard features ○ Optional features — Not available, Data at nominal conditions

Sunny Tripower 60

1000 V
570 V – 800 V @400 Vac, 685 V – 800 V @480 Vac
565 V @400 Vac, 680 V @480 Vac
110 A / 150 A
1/1 (split up by external PV array junction box)
630 Vdc @ 400 Vac, 710 Vdc @ 480 Vac

60000 W
60000 VA
60000 Var
3 / PE, 400 V – 480 V, ±10 %
400 V – 480 V
50 Hz / 60 Hz ±10 %
50 Hz, 60 Hz / 400 V, 480 V
3 x 87 A
1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited
3 / 3

98.8 % / 98.3 % / 98.0 % / 98.5 %

●
● / ●
Type II / Type II + III (combined)
● / ● / –
●
I / AC: III; DC: II

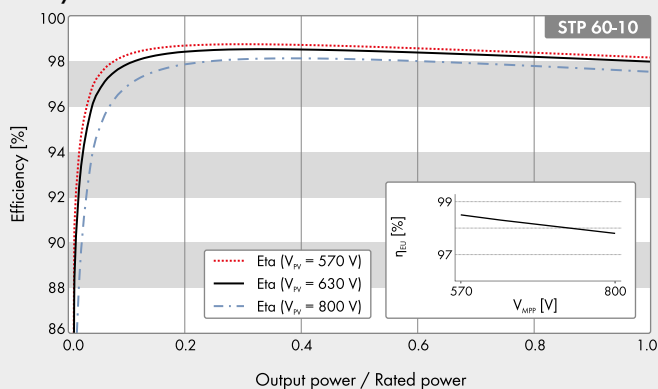
570 / 740 / 300 mm (22.4 / 29.1 / 11.8 inch) / 75 kg (165.3 lbs)
-25 °C to +60 °C (-13 °F ... +140 °F)
58 dB(A)
3W
Transformerless / active / IP65 / 3R, 4K4H
95 %

Screw terminal / screw terminal

Graphic

using external SMA Inverter Manager: SunSpec Modbus TCP

Efficiency Curve



Ordering Codes

STP 60:
 STP60-10: EU version with integrated DC disconnect
 STP60-10-US: US version with integrated DC disconnect

SMA inverter manager:

IM-10: SMA inverter manager for up to 42 inverters

SMA Digital I/O Box:

IM-DIO-10: SMA Digital I/O Box with 6 digital inputs

Certificates and approvals

STP 60: IEC 62109-1/IEC 62109-2 (Class I, grounded—communication Class II, PELV), UL1741—w. Non-Isolated EPS Interactive PV Inverters, IEEE 1547

SMA Inverter Manager: UL 508, UL 60950-1, CSA C22.2 No. 60950-1-07, EN 60950-1, EN 55022 Class A, EN 61000-3-2 Class D, EN 61000-3-3, EN 55024, FCC Part 15, Subpart B Class A

Voltage Supply

Input voltage
Power consumption

General Data

Dimensions (W / H / D) / weight
Degree of protection / assembly
Operating temperature range / relative humidity

Interfaces

User interface
Sensor interface
Active/reactive power setpoint)
Interface to inverter
Interface to external network
Interface to remote control

SMA Inverter Manager

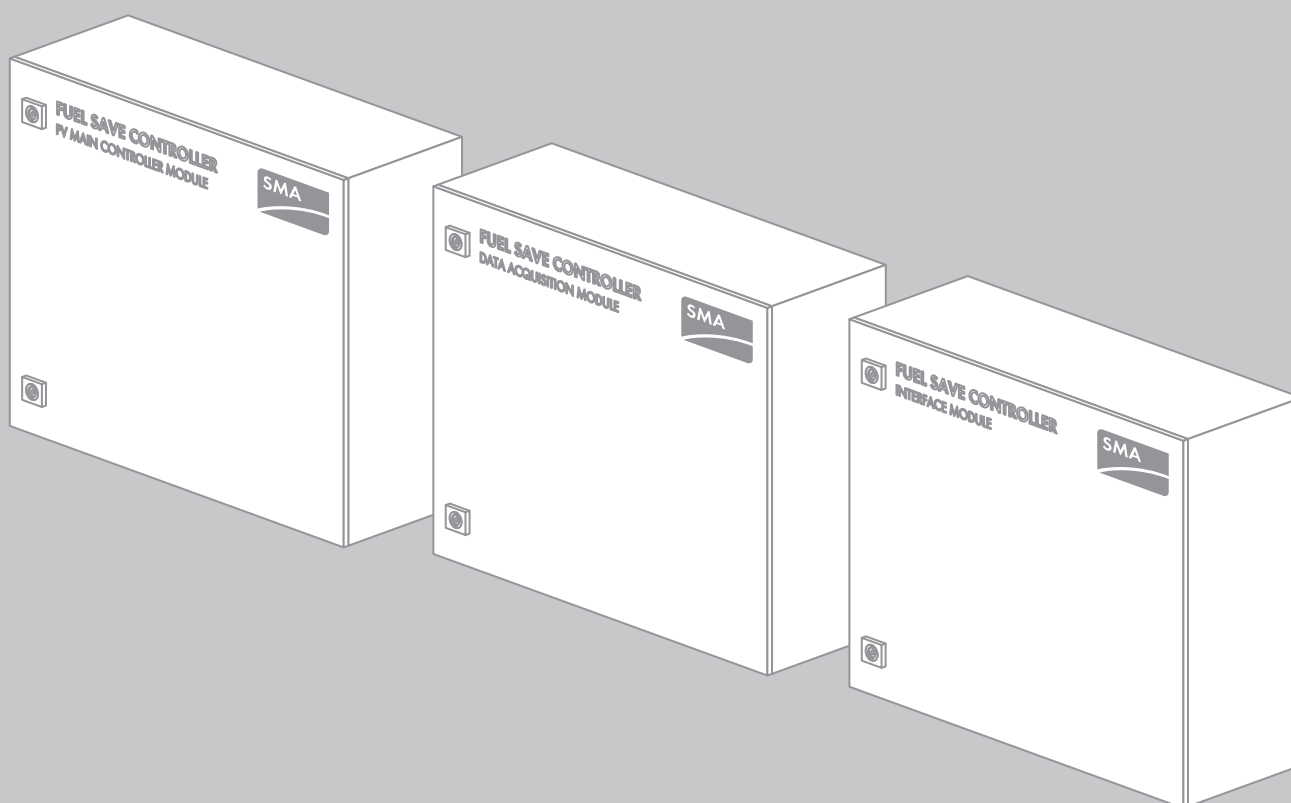
9 – 36 Vdc
< 20 W

160 / 125 / 49 mm (6.3 / 4.9 / 1.9 inch) / 940 g (2 lbs)
IP21 / DIN top-hat rails or wall mounting
-40 °C to +85 °C / 5 % ... 95 % (non-condensing)
LCS tool for PC
RS485 for SunSpec Alliance compatible weather stations
Constant value, curve, remotely controlled
1 Ethernet port (RJ45)
1 Ethernet port (RJ45) Modbus TCP, SunSpec Alliance
6 x DI, Modbus TCP via external I/O module

Technical Information: Functional Description

SMA FUEL SAVE CONTROLLER

PV Diesel Hybrid Systems



Legal Provisions

The information contained in this document is the property of SMA Solar Technology AG. Publishing its content, either partially or in full, requires the written permission of SMA Solar Technology AG. Any internal company copying of the document for the purposes of evaluating the product or its correct implementation is allowed and does not require permission.

SMA Manufacturer's Warranty

The current warranty conditions come enclosed with your device. These are also available online at www.SMA-Solar.com and can be downloaded and are available on paper from the usual sales channels if required.

Trademarks

All trademarks are recognised even if these are not marked separately. Missing designations do not mean that a product or brand is not a registered trademark.

The *Bluetooth*® word mark and logos are registered trademarks owned by Bluetooth SIG, Inc. and any use of such marks by SMA Solar Technology AG is under licence.

QR Code® is a registered trademark of DENSO WAVE INCORPORATED.

SMA Solar Technology AG

Sonnenallee 1
34266 Niestetal
Germany

Tel. +49 561 9522-0
Fax +49 561 9522-100
www.SMA.de
E-Mail: info@SMA.de

© 2004 to 2013 SMA Solar Technology AG. All rights reserved

Table of Contents

1	Introduction	5
2	Block Circuit Diagram	5
3	Description	6
3.1	Overview	6
3.2	PV Main Controller Module	6
3.3	Data Acquisition Module	6
3.4	Interface Module	7
4	Operation	8
4.1	Purpose of the SMA Fuel Save Controller	8
4.2	Operating Modes	8
4.3	Operational Features	9
5	Influence of PV Inverters	10
6	Technical Data	11
6.1	PV Main Controller Module	11
6.2	Data Acquisition Module	13
6.3	Interface Module	15

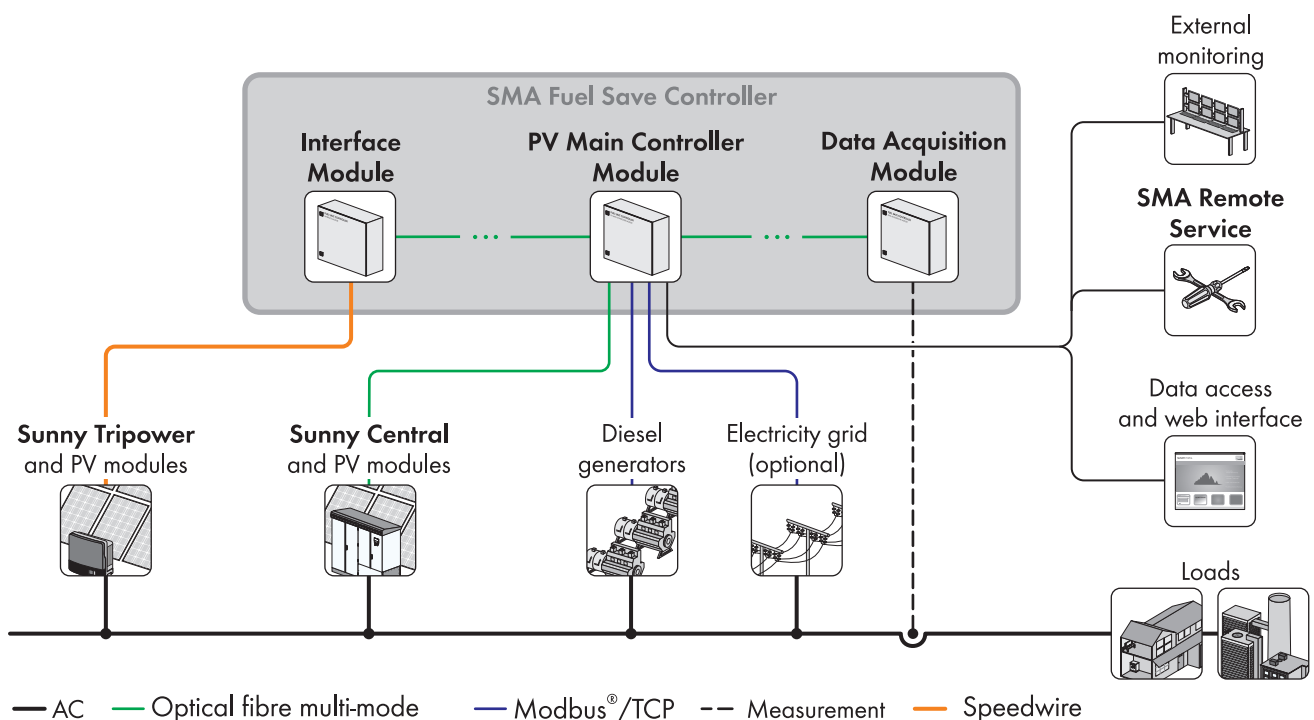
1 Introduction

Together with SMA PV inverters, the SMA Fuel Save Controller offers a system solution for the integration of large-scale PV power plants into electrical networks based on fossil-fuelled power generation units (gensets). The SMA Fuel Save Controller offers reliable control and monitoring of SMA PV inverters and allows a stable operation of the electrical network. For this purpose, the SMA Fuel Save Controller permanently monitors the status of the gensets and the loads and adjusts the power output of the SMA PV inverters accordingly. During the initial start-up, the system operator has the possibility to activate various functions for a stable and reliable system operation such as minimum genset loading and spinning reserve. In addition, it is possible to remotely monitor all relevant measurements, process data and the current system status via a SCADA system or a web-based user interface.

Primarily, the SMA Fuel Save Controller performs the following tasks:

- Monitoring of the gensets' power and operating status
- Monitoring of the load and grid status
- Calculation of suitable values for the maximum power output of the PV inverters according to defined parameter settings and the current status of gensets and load
- Control and communication interface to PV inverters
- Internal logging of all relevant system data
- Provision of relevant system data for local and remote monitoring
- Emergency shutdown of the PV inverters in case of a system malfunction

2 Block Circuit Diagram



Modbus® is a registered trademark of Schneider Electric licensed to the Modbus Organization, Inc.

Figure 1: Block circuit diagram

3 Description

3.1 Overview

The SMA Fuel Save Controller consists of three different module types. Each module type is designed to fulfil particular tasks. The PV Main Controller Module is the main control unit of the SMA Fuel Save Controller. The Data Acquisition Module is used to monitor the current load and the grid status. The Interface Module represents the interface to the PV inverters and is only required for Sunny Tripower inverters. The different modules are interconnected via an optical-fibre communication line that allows the modules to be installed in different locations. Optionally, copper-based communication is possible for distances below 100 m.

3.2 PV Main Controller Module

The PV Main Controller Module is the main control unit of the SMA Fuel Save Controller. It comprises monitoring of the gensets, logical control of the PV plant and an interface for local and remote monitoring.

The PV Main Controller Module uses Modbus/TCP to communicate with up to twelve peripheral devices. Depending on the configuration, it is possible to communicate with the following devices:

- With up to five genset controllers or five Data Acquisition Modules for genset measurement
- With up to four Data Acquisition Modules for load measurement
- With up to four Interface Modules or up to eight Sunny Centrals
- With a remote monitoring system (SCADA or web interface/FTP)

The standard setup allows for the communication with up to five genset controllers, one Data Acquisition Module and one Interface Module or one Sunny Central inverter. In case of additional requirements, further equipment might need to be installed.

The PV Main Controller Module monitors the gensets' operating state (online/offline) and their active and reactive power output via Modbus/TCP. For gensets without Modbus interface, it is alternatively possible to connect up to five Data Acquisition Modules to monitor up to five gensets. In combination with the system requirements defined during initial start-up and the information from load and grid measurements received from the Data Acquisition Module, the PV Main Controller Module calculates suitable maximum power values for the PV inverters (active and reactive power possible). These power values are communicated as setpoints via the Interface Module to the Sunny Tripower or directly to the Sunny Central inverters.

The PV Main Controller Module includes an interface for local and remote monitoring based on Modbus/TCP. For this purpose the PV Main Controller Module logs information about the inverter power and operating state, the load and the generator power and operating state in CSV format. The logged data is saved in five-second intervals for two days and as five-minute average value for 100 days and can be accessed by means of the integrated FTP server.

3.3 Data Acquisition Module

The Data Acquisition Module is an extension module to the PV Main Controller Module designed to acquire data from the electrical network or alternatively from gensets without Modbus interface. The Data Acquisition Module includes the measuring and data analysis electronics for a four-wire, three-phase grid connection. It measures voltage and current via external voltage and current transducers and calculates the current active and reactive power at the monitored metering point. The acquired data is transmitted to the PV Main Controller Module for further data processing. The external voltage and current transducers are not supplied by SMA Solar Technology AG.

3.4 Interface Module

The Interface Module is an extension module to the PV Main Controller Module. It represents the interface between the PV Main Controller Module and Sunny Tripower string inverters in decentralised PV plants. Due to the different communication concept in Sunny Central inverters, the Interface Module is not required if this inverter type is installed. The Interface Module includes the control unit for up to 75 Sunny Tripower inverters. It receives the setpoints for the defined inverter power output from the PV Main Controller Module and sets the power adjustments accordingly. For monitoring purposes, the Interface Module sends the inverter status and the relevant performance data to the PV Main Controller Module. The Interface Module, however, implements its own data-logging functions, including the registration of the SMA PV inverters in Sunny Portal.

4 Operation

4.1 Purpose of the SMA Fuel Save Controller

The SMA Fuel Save Controller has been designed to integrate SMA PV inverters into genset networks. The main purpose of the SMA Fuel Save Controller is to save fuel by substituting parts of the genset load with PV energy and to allow for a stable network operation at the same time. The PV plant can be regarded as a power generator operating in parallel with the gensets. As a supporting part of a genset network, it is mandatory to provide certain features related to power control, synchronisation and emergency operation. This can be assured with the installation of the SMA Fuel Save Controller combined with SMA PV inverters, even at a high PV penetration* of up to 60%. Nevertheless, the genset control system always remains the leading component of the network.

4.2 Operating Modes

The SMA Fuel Save Controller includes different operating modes that can be defined during system commissioning.

Operating Mode A

In operating mode A, the SMA Fuel Save Controller acts as the main control unit for the PV inverters. It permanently monitors the status and the power output of up to five gensets via a Modbus/TCP connection with the genset control units. Furthermore, it receives the acquired data for the load requirements and the grid status from the Data Acquisition Module and calculates a suitable setpoint for power output of the PV inverters under consideration of the conditions for the genset operation defined during initial start-up. These conditions are defined for each genset and include the following specifications:

- Apparent power (kVA)
- Active power (kW)
- Activation threshold (kW)
- Cut-out threshold (kW)
- Minimum load (kW)

Operating Mode B

The principle of operating mode B is mostly identical to operation mode A. It applies if there is no possibility to communicate with the gensets via Modbus/TCP. In this case, up to five Data Acquisition Modules can be installed to monitor up to five gensets via voltage and current measurement. The operating data processing and the PV plant control works the same way as in operating mode A.

Operating Mode C

Operating mode C applies if the genset network is supplied by more than five units or if the setpoints for the PV inverter power are separately calculated. In both cases, the SMA Fuel Save Controller does not monitor the gensets. Instead supervisory system controller needs to calculate the required setpoints for the PV inverter power output and communicate them to the SMA Fuel Save Controller via Modbus/TCP. The role of the SMA Fuel Save Controller in this case is to guarantee a fast communication with the PV inverters, to implement an emergency inverter shutdown function, a reverse power protection for the gensets and to provide access to SMA equipment for the SMA Service personnel.

* PV penetration is the ratio (in per cent) of the total maximum PV nominal plant power to the total maximum power of the gensets operated in parallel.

4.3 Operational Features

The control strategy of the SMA Fuel Save Controller allows for permanently stable system operation. Therefore, the SMA Fuel Save Controller offers several features that can be activated as required. Those features affect the behaviour of the SMA Fuel Save Controller and determine how it reacts in potentially critical scenarios or in operating states with optimising potential.

Minimum Genset Loading

Most gensets should not be operated below a certain power level to avoid inefficient operation, internal glazing and reverse power scenarios. In times of high solar irradiation a 'generously dimensioned' PV plant could unload the gensets below this threshold. In those scenarios the SMA Fuel Save Controller reduces the power output of the PV inverters typically within five to seven seconds. The power adaption rate is adjustable and can be modified if required.

Reverse Power Protection

If the SMA Fuel Save Controller detects a sudden load step (e.g. caused by load shedding or tripping of a protection device), the inverter power output is adjusted according to the defined power adaption rate. In critical situations this might be too slow to avoid a genset reverse power scenario (the PV inverters feed power into the gensets). In this case the SMA Fuel Save Controller forces the immediate shut-down of the PV inverters. The complete inverter shut-down takes less than 2.5 seconds.

Spinning Reserve

To ensure stable operation, the SMA Fuel Save Controller makes sure that there is always sufficient spinning reserve available from the gensets to solely manage the load, e.g. in case of scattered cloud drift or sudden load changes. In genset networks with more than one unit, the SMA Fuel Save Controller can make use of the existing genset management functions like the genset activation and cut-out thresholds. In scenarios where the activation of an additional genset is mandatory to offer sufficient spinning reserve, the SMA Fuel Save Controller temporarily reduces the power output of the PV inverters. As a result the genset loading is raised above the activation threshold of another genset and the starting process can be engaged by the genset controller. In the opposite case it is possible to deactivate one unit if the remaining genset(s) still meet(s) the spinning reserve requirements. Thus, the SMA Fuel Save Controller temporarily allows for additional PV power to lower the genset loading in order to reach its cut-out threshold.

Inverter Power Adaption Rate

The power adaption rate of the PV inverter can have significant influence on the stability of a genset-based grid. Therefore, the SMA Fuel Save Controller allows the determination of the adaption rate (ramp rate) of the PV inverter power output. This function only applies to controlled power adjustments and does not affect the 'natural' behaviour of the inverter caused by changing solar irradiation conditions.

Reactive Power Management (Optional)

Within a certain range SMA PV inverters are capable to support gensets with reactive power. By activating the reactive power management the SMA Fuel Save Controller creates a setpoint for the reactive power output of the PV inverters based on the current ratio of the active and reactive power demand. This leads to a lower reactive power loading of the gensets.

Micro-Grid Friendly (Optional)

The feature "Micro-Grid Friendly" manages the behaviour of the SMA Fuel Save Controller in systems that mainly rely on an electricity grid which uses gensets as a backup power supply. During power cuts the gensets supply the loads and can act as a reference for the PV inverters to synchronise to.

When the electricity grid returns after a power cut, the SMA Fuel Save Controller temporarily reduces the power output of the PV inverters to an adjustable level to allow a smooth synchronisation of electricity grid and gensets. After the resynchronisation and connection process the inverter power output is increased again. The synchronisation process of gensets and grid is not controlled by the SMA Fuel Save Controller.

In this system configuration the grid monitoring of the PV inverters has to be adjusted according to the requirements of a genset-parallel operation. In some cases the required settings might not be accepted for grid-parallel operation. Therefore, permission of the local network operator is required.

Feed-In Protection (Optional)

The feature "Feed-In Protection" determines the behaviour of the SMA Fuel Save Controller in systems supplied by an electricity grid or an electricity grid combined with backup gensets. The purpose of this feature is to prevent the PV inverters from feeding into the electricity grid where this is not permitted. This feature is comparable with the generator minimum load feature and limits the power output of the PV inverters according to the defined minimum load of the electricity grid.

5 Influence of PV Inverters

PV inverters integrated in a genset-based network influence the grid parameters, especially voltage and frequency. This impact is very low in case of an PV penetration of 10% to 15% of the total rated apparent power of the gensets operated in parallel. The genset controller balances the influence caused by the inverters and maintains the grid stability. The impact level increases with higher PV penetration. If the PV penetration exceeds 20%, special control mechanisms, e.g. load-dependent frequency variation, have to limit the impact of the PV plant on the grid to avoid critical scenarios. Integrating the SMA Fuel Save Controller into a PV hybrid system ensures a stable system operation up to a PV penetration of 60%.

The SMA PV inverters act as a current source. This means that they always have to follow a reference grid. The inverters self-synchronise, permanently monitor the grid status and feed-in power as long as the grid voltage and frequency remain within a predefined range. In extreme situations the stability of the network has the highest priority. If voltage or frequency should exceed the accepted limits, the inverters switch off immediately and remain switched off as long as they register a violation of the accepted limits. This behaviour allows a straight forward and safe integration of SMA PV inverters into the genset network.

In PV hybrid systems, SMA inverters react on the setpoints defined and transmitted by the SMA Fuel Save Controller with a varying power output. This is realised by a dynamic variation of the inverter operating point. The power output is continuously variable.

Standard PV inverters usually feed in pure active power into the grid. In some situations this can lead to disadvantageous genset operating states. Loads with high reactive power demand force the gensets to operate with an unfavourably low power factor. To reduce this effect and to support the generators to stabilise the system voltage, the PV inverters can be remotely controlled to compensate a certain amount of reactive power. Sunny Tripower string inverters can be operated with a minimum power factor of 0.8, Sunny Central CP inverters with 0.9, both overexcited and underexcited. The power factor of the inverter is electronically controlled, can be changed without any delay and has no negative impact on the inverter.

6 Technical Data

6.1 PV Main Controller Module

Mechanical Data

Width x height x depth	600 mm x 600 mm x 210 mm
Weight	30 kg
Degree of protection according to IEC 60529	IP65

Climatic Requirements

Operating temperature	– 10°C to +50°C
Humidity, non-condensing	5% to 95%
Maximum installation height above MSL	2,000 m

Voltage Supply

Voltage	110 V to 240 V
Frequency	50 Hz to 60 Hz
Maximum power	200 VA
Maximum back-up fuse	Miniature circuit-breaker 10 A, type B
Type of connection	Spring clamp terminal
Conductor cross-section	1.5 mm ² to 2.5 mm ²

Communication

Communication SMA Fuel Save Controller with power plant control, SCADA and remote monitoring	Modbus/TCP, HTTP, FTP via Ethernet 10 BASE-T, Ethernet 100 BASE-T(X)
Communication between the modules	Ethernet 100 BASE-FX or Ethernet 100 BASE-TX
Communication with Sunny Tripower*	Speedwire, 10/100 Mbit/s
Communication with Sunny Central	Ethernet, 100 BASE-FX or 100 BASE-TX**
Communication with genset control	Modbus/TCP via Ethernet 10 BASE-T or Ethernet 100 BASE-T(X)
Type of connection for Ethernet BASE-T(X)	RJ45
Type of connection for Ethernet BASE-FX	SC

* Interface modules required

** Optional

Multifunctional Switching Inputs

Number	8
Terminal voltage at 0 mA	24 V
Maximum voltage drop at 10 mA	5 V
Connectable switches	Potential-free switches
Type of connection	Spring clamp terminal
Conductor cross-section	1.5 mm ² to 2.5 mm ²

Multifunctional Switching Outputs

Number	4
Terminal voltage	Potential-free
Maximum of connectable switching voltage	250 V
Maximum signal current	6 A
Type of connection	Spring clamp terminal
Conductor cross-section	1.5 mm ² to 2.5 mm ²

Visualisation/Web Interface

Visualisation and configuration interface	Ethernet interface for a Touch Web Panel or external computer with Internet browser
Access to visualisation and configuration interface	Local or remote
Recording of measured values	Instantaneous values every five seconds and mean values every five minutes
Real-time visualisation of predefined values	Yes
Recording of events	Logbook
Access to data	Via the integrated FTP server

Compatibility

Compatibility with PV inverters	Sunny Central SCxxxCP Sunny Central SCxxxCP XT Sunny Tripower 10000TL** Sunny Tripower 12000TL** Sunny Tripower 15000TL** Sunny Tripower 15000TL Economic Excellence** Sunny Tripower 17000TL** Sunny Tripower 20000TL Economic Excellence**
Maximum degree of penetration*	60%
Maximum number of handled gensets	5

* Degree of penetration is the ratio (in per cent) of the total installed PV inverter power to the total maximum power of the gensets operated in parallel.

** Interface module and SMA Speedwire/Webconnect data module are required.

6.2 Data Acquisition Module

Mechanical Data

Width x height x depth	600 mm x 600 mm x 210 mm
Weight	30 kg
Degree of protection according to IEC 60529	IP65

Climatic Requirements

Operating temperature	– 10°C to +50°C
Humidity, non-condensing	5% to 95%
Maximum installation height above MSL	2,000 m

Voltage Supply

Voltage	110 V to 240 V
Frequency	50 Hz to 60 Hz
Maximum power	200 VA
Maximum back-up fuse	Miniature circuit-breaker 10 A, type B
Type of connection	Spring clamp terminal
Conductor cross-section	1.5 mm ² to 2.5 mm ²

Communication

Communication between the modules	Ethernet 100 BASE-FX or Ethernet 100 BASE-TX
Type of connection for Ethernet BASE-T(X)	RJ45
Type of connection for Ethernet BASE-FX	SC

Multifunctional Switching Inputs

Number	2
Terminal voltage at 0 mA	24 V
Maximum voltage drop at 10 mA	5 V
Connectable switches	Potential-free switches
Type of connection	Spring clamp terminal
Conductor cross-section	1.5 mm ² to 2.5 mm ²

Switching Output of the Overvoltage Protection

Number	1
Terminal voltage	Potential-free
Maximum of connectable signal voltage	250 V
Maximum AC signal current	0.5 A
Maximum DC signal current	0.1 A
Type of connection	Spring clamp terminal
Conductor cross-section	1.5 mm ² to 2.5 mm ²

Measurement Inputs

Number of voltage measuring inputs	4
Measurement range of the voltage measurement between phase conductor and neutral conductor	0 V to 300 Vrms
Measurement range of the voltage measurement between phase conductor and phase conductor	0 V to 415 Vrms
Resolution of voltage measurement	10 mV
Impedance	4 MΩ per phase conductor
Number of current measuring inputs	4
Current measurement range	0 A to 5 A
Resolution of current measurement	1 mA
Type of connection	Spring clamp terminal
Conductor cross-section	1.5 mm ² to 2.5 mm ²

6.3 Interface Module

Mechanical Data

Width x height x depth	600 mm x 600 mm x 210 mm
Weight	30 kg
Degree of protection according to IEC 60529	IP65

Climatic Requirements

Operating temperature	– 10°C to +50°C
Humidity, non-condensing	5% to 95%
Maximum installation height above MSL	2,000 m

Voltage Supply

Voltage	110 V to 240 V
Frequency	50 Hz to 60 Hz
Maximum power	200 VA
Maximum back-up fuse	Miniature circuit-breaker 10 A, type B
Type of connection	Spring clamp terminal
Conductor cross-section	1.5 mm ² to 2.5 mm ²

Communication

Communication SMA Fuel Save Controller with power plant control, SCADA and remote monitoring	Modbus/TCP, HTTP, FTP via Ethernet 10 BASE-T, Ethernet 100 BASE-T(X)
Communication between the modules	Ethernet 100 BASE-FX or Ethernet 100 BASE-TX
Communication with Sunny Tripower	Speedwire, 10/100 Mbit/s
Type of connection for Ethernet BASE-T(X)	RJ45
Type of connection for Ethernet BASE-FX	SC

Visualisation/Web Interface

Visualisation and configuration interface	Ethernet interface for a Touch Web Panel or external computer with Internet browser
Access to visualisation and configuration interface	Local or remote

Compatibility

Compatibility with PV inverters	Sunny Tripower 10000TL* Sunny Tripower 12000TL* Sunny Tripower 15000TL* Sunny Tripower 15000TL Economic Excellence* Sunny Tripower 17000TL* Sunny Tripower 20000TL Economic Excellence*
---------------------------------	--

* SMA Speedwire/Webconnect data module is required.

SMA Solar Technology

www.SMA-Solar.com





HIMOINSA



MODELO HSW-325 T5

GAMA INDUSTRIAL
Estático Estándar
Powered by SCANIA



K8



REFRIGERADOS POR AGUA



TRIFÁSICOS



50 HZ



DIÉSEL

Datos de Grupo



SERVICIO		PRP	ESP
Potencia	kVA	333	366
Potencia	kW	266	293
Régimen de Funcionamiento	r.p.m.	1.500	
Tensión Estándar	V	400/230	
Tensiones disponibles	V	230 - 230/132	
Factor de potencia	Cos Phi	0,8	

01

HIMOINSA DBT empresa con certificación de calidad ISO 9001

Los grupos electrógenos HIMOINSA DBT cumplen con las siguientes directivas:

- IRAM 2008-2 Máquinas eléctricas rotativas.
- EN 12100, EN 13857, EN 60204, EN 60034-1, EN 60034-14

Condiciones ambientales de referencia según la norma ISO 8528-1:2005: 1000 mbar, 25°C, 30% humedad relativa.

Prime Power (PRP):

Según la norma ISO 8528-1:2018, es la potencia máxima disponible para empleo bajo cargas variables por un número ilimitado de horas por año entre los intervalos de mantenimiento prescritos por el fabricante y en las condiciones ambientales establecidas por el mismo. La potencia media consumible durante un periodo de 24 horas no debe rebasar el 70% de la PRP.

Emergency Standby Power (ESP):

Según la norma ISO 8528-1:2018, es la potencia máxima disponible para empleo bajo cargas variables en caso de un corte de energía de la red o en condiciones de prueba por un número limitado de horas por año de 200h entre los intervalos de mantenimiento prescritos por el fabricante y en las condiciones ambientales establecidas por el mismo. La potencia media consumible durante un periodo de 24 horas no debe rebasar el 70% de la ESP.

Cumple con un impacto de carga tipo G2 según la norma ISO 8528-5:2013

HIMOINSA HEADQUARTERS:

Fábrica: Ctra. Murcia - San Javier, Km. 23,6 | 30730 SAN JAVIER (Murcia) Spain
Tel.+34 968 19 11 28 Fax +34 968 19 12 17 Fax +34 968 19 04 20 | info@himoinsa.com | www.himoinsa.com

Centros Productivos:

ESPAÑA • FRANCIA • INDIA • CHINA • USA • BRASIL • ARGENTINA

Filiales:

PORTUGAL | POLONIA | ALEMANIA | UK | SINGAPUR | EMIRATOS ÁRABES UNIDOS |
PANAMÁ | REPÚBLICA DOMINICANA | ARGENTINA | ANGOLA | SUDÁFRICA



Rivadavia 1701 Sastre | S2440BBM (Santa Fe) ARGENTINA | Tel.: +54 03406 480074
Fax: +54 03406 480074 | E-mail:argentina@himoinsa.com | www.himoinsa.com.ar





HIMOINSA

MODELO
HSW-325 T5

GAMA INDUSTRIAL
Estático Estándar
Powered by SCANIA

Especificaciones de Motor 1.500 r.p.m.

SERVICIO		PRP	ESP
Potencia Nominal	kW	283	311
Fabricante		SCANIA	
Modelo		DC9-72A(02-14)	
Tipo de Motor		Diesel 4 tiempos	
Tipo de Inyección		Directa	
Tipo aspiración		Turboalimentado y post-enfriado	
Clindros, número y disposición		5-L	
Diámetro x Carrera	mm	130 x 140	
Cilindrada total	L	9,3	
Sistema de refrigeración		Líquido refrigerante	
Especificaciones del aceite motor		ACEA E3,E4,E5 o E7	
Relación de compresión		16:1	
Consumo combustible ESP	l/h	72,62	
Consumo combustible 100 % PRP	l/h	66,2	
Consumo combustible 75 % PRP	l/h	47,63	
Consumo combustible 50 % PRP	l/h	32,09	
Consumo máximo de aceite a plena carga	g/kWh	0,2	
Cantidad de aceite máxima	L	38	
Cantidad total de líquido refrigerante	L	38	
Regulador	Tipo	Electrónico	
Filtro de Aire	Tipo	Seco	
Diámetro interior de salida de escape	mm	90	

02

Alternador

DATOS GENERADOR SINCRONO		
Fabricante		CRAMACO
Polos	Nº	4
Tipo de conexión (estándar)		Estrella - Serie
Tipo de acoplamiento		S-1 14"
Grado de protección aislamiento	Clase	Clase H
Grado de protección mecánica (según IEC-34-5)		IP23
Sistema de excitación		Autoexcitado, sin escobillas
Regulador de tensión		A.V.R. (Electrónico)
Tipo de soporte		Monopalier
Sistema de acoplamiento		Disco Flexible
Tipo de recubrimiento		Estándar (Impregnación en vacío)



HIMOINSA

MODELO
HSW-325 T5
GAMA INDUSTRIAL
Estático Estándar
Powered by SCANIA

Datos de Instalación

Sistema De Escape

Máx. temperatura gas de escape	°C	525
Caudal de gas de escape	kg/s	0,417
Calor Evacuado por el escape	KCal/Kwh	629,85

Cantidad De Aire Necesaria

Máximo caudal de aire necesario para la combustión	m ³ /h	1216,2
Caudal de aire ventilador motor	m ³ /s	8,5
Caudal aire ventilador alternador	m ³ /s	1,167

Sistema De Puesta En Marcha

Potencia de arranque	kW	5,5
Potencia de arranque	CV	7,48
Tensión Auxiliar	Vcc	24

Sistema De Combustible

Tipo de combustible		Diésel
Depósito combustible	L	597

03



HIMOINSA

MODELO
HSW-325 T5
GAMA INDUSTRIAL
Estático Estándar
Powered by SCANIA

Dimensiones



Dimensiones y Peso

(L) Largo	mm	3.310
(H) Alto	mm	1.714
(W) Ancho	mm	1.390
Volumen de embalaje máximo	m ³	7,89
(*) Peso con líquidos en radiador y cárter	kg	2.467
Capacidad del depósito	L	597
Autonomía	Horas	13

(*) (con accesorios estándar)

VERSIÓN ESTANDAR

Argentina se reserva el derecho de modificar cualquier característica sin previo aviso.
Pesos y medidas basadas en los productos estandar. Las ilustraciones pueden incluir accesorios opcionales.
Las características técnicas descritas en este catálogo se corresponden con la información disponible en el momento de la impresión.
Diseño industrial bajo patente.

Distribuidor local

CUADROS DE CONTROL

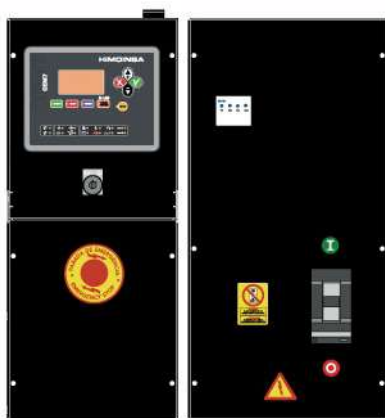
M5

Cuadro control manual Auto-Start digital y protección magnetotérmica (según tensión y voltaje) y diferencial con CEM7. Central digital CEM7



AS5

Cuadro automático SIN conmutación y SIN control de red con central CEM7. (*) Opción AS5 con central CEA7. Cuadro automático SIN conmutación y CON control de red.



CC2

Armario de Conmutación Himoinsa CON visualización. Central digital CEC7



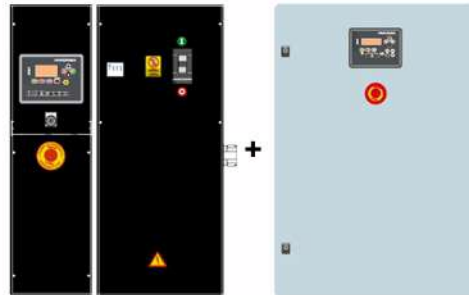


HIMOINSA

CUADROS DE CONTROL

AS5 + CC2

Cuadro automático CON conmutación y CON control de red. La visualización estará en el grupo y en el armario. Central digital CEM7+CEC7



AC5

Cuadro automático por fallo de red. Armario en pared CON conmutación y protección magnetotérmica (según tensión y voltaje). Central digital CEA7



MODELO
HSW-325 T5
GAMA INDUSTRIAL
Estático Estándar
Powered by SCANIA



Características de la Central de Control (I)

- : Estandar
- x : No Incluido
- : Opcional

Lecturas de grupo	CEM 7	CEA 7	CEC 7	CEM7 + CEC7
Tensión entre fases	•	•	•	•
Tensión entre fase y neutro	•	•	•	•
Intensidades	•	•	•	•
Frecuencia	•	•	•	•
Potencia aparente (kVA)	•	•	•	•
Potencia activa (kW)	•	•	•	•
Potencia reactiva (kVar)	•	•	•	•
Factor de Potencia	•	•	•	•
Lecturas de red	CEM 7	CEA 7	CEC 7	CEM7 + CEC7
Tensión entre fases	x	•	•	•
Tensión entre fase y neutro	x	•	•	•
Intensidades	x	•	•	•
Frecuencia	x	•	•	•
Potencia aparente	x	•	x	x
Potencia activa	x	•	x	x
Potencia reactiva	x	•	x	x
Factor de Potencia	x	•	x	x
Lecturas de motor	CEM 7	CEA 7	CEC 7	CEM7 + CEC7
Temperatura de refrigerante	•	•	x	•
Presión de aceite	•	•	x	•
Nivel de combustible (%)	•	•	x	•
Tensión de batería	•	•	x	•
R.P.M.	•	•	x	•
Tensión alternador de carga de batería	•	•	x	•
Protecciones de motor	CEM 7	CEA 7	CEC 7	CEM7 + CEC7
Alta temperatura de agua	•	•	x	•
Alta temperatura de agua por sensor	•	•	x	•
Baja temperatura de motor por sensor	•	•	x	•
Baja presión de aceite	•	•	x	•
Baja presión de aceite por sensor	•	•	x	•
Bajo nivel de agua	•	•	x	•
Parada inesperada	•	•	x	•



Características de la Central de Control (II)

- : Estandar
- x : No Incluido
- : Opcional

Protecciones de motor	CEM 7	CEA 7	CEC 7	CEM7 + CEC7
Reserva de combustible	•	•	x	•
Reserva de combustible por sensor	•	•	x	•
Fallo de parada	•	•	x	•
Fallo de tensión de batería	•	•	x	•
Fallo alternador carga batería	•	•	x	•
Sobrevelocidad	•	•	x	•
Subfrecuencia	•	•	x	•
Fallo de arranque	•	•	x	•
Parada de emergencia	•	•	•	•
Protecciones de alternador	CEM 7	CEA 7	CEC 7	CEM7 + CEC7
Alta frecuencia	•	•	•	•
Baja frecuencia	•	•	•	•
Alta tensión	•	•	•	•
Baja tensión	•	•	•	•
Cortocircuito	•	•	x	•
Asimetría entre fases	•	•	•	•
Secuencia incorrecta de fases	•	•	•	•
Potencia Inversa_Inverse	•	•	x	•
Sobrecarga	•	•	x	•
Caída de señal de grupo	•	•	•	•
Contadores	CEM 7	CEA 7	CEC 7	CEM7 + CEC7
Cuenta horas total	•	•	•	•
Cuenta horas parcial	•	•	•	•
Kilowatímetro	•	•	•	•
Contador de arranques válidos	•	•	•	•
Contador de arranques fallidos	•	•	•	•
Mantenimiento	•	•	•	•
Comunicaciones	CEM 7	CEA 7	CEC 7	CEM7 + CEC7
RS232	•	•	•	•
RS485	•	•	•	•
Modbus IP	•	•	•	•
Modbus	•	•	•	•



Características de la Central de Control (III)

- : Estandar
- x : No Incluido
- : Opcional

MODELO
HSW-325 T5
GAMA INDUSTRIAL
Estático Estándar
Powered by SCANIA

Comunicaciones	CEM 7	CEA 7	CEC 7	CEM7 + CEC7
CCLAN	•	•	x	•
Software para PC	•	•	•	•
Módem analógico	•	•	•	•
Módem GSM/GPRS	•	•	•	•
Pantalla remota	•	•	x	•
Teleseñal	• (8 + 4)	• (8 + 4)	x	• (8 + 4)
J1939	•	•	x	•
Prestaciones	CEM 7	CEA 7	CEC 7	CEM7 + CEC7
Histórico de alarmas	• (10) / (opc. +100)	• (10) / (opc. +100)	• (10) / (opc. +100)	• (10) / (opc. +100)
Arranque externo	•	•	•	•
Inhibición de arranque	•	•	•	•
Arranque por fallo de red	x	•	•	•
Arranque por normativa EJP	•	•	x	•
Control de pre-calentamiento de motor	•	•	x	•
Activación de contactor de grupo	•	•	•	•
Activación de contactor de Red y Grupo	x	•	•	•
Control del trasiego de combustible	•	•	x	•
Control de temperatura de motor	•	•	x	•
Marcha forzada de grupo	•	•	x	•
Alarmas libres programables	•	•	x	•
Función de arranque de grupo en modo test	•	•	•	•
Salidas libres programables	•	•	x	•
Multiligüe	•	•	•	•
Aplicaciones especiales	CEM 7	CEA 7	CEC 7	CEM7 + CEC7
Localización GPS	•	•	x	•
Sincronismo	•	•	x	•
Sincronismo con la red	•	•	x	•
Eliminación del segundo	•	•	x	•
RAM7	•	•	x	•
Panel repetitivo	•	•	x	•
Reloj programador	•	•	x	•



HIMOINSA

MODELO
HSW-325 T5
GAMA INDUSTRIAL
Estático Estándar
Powered by SCANIA

Características de Grupo Electrónico

Motor

- Motor diesel
- 4 tiempos
- Refrigerado por agua
- Arranque eléctrico 24V
- Filtro decantador (nivel visible)
- Filtro de aire en seco
- Radiador con ventilador soplante
- Bulbos de ATA
- Bulbos de BPA
- Sensor de nivel agua radiador
- Regulación electrónica
- Protecciones de partes calientes
- Protecciones de partes móviles

Alternador

- Autoexcitado y autorregulado
- Protección IP23
- Aislamiento clase H

Sistema Eléctrico

- Cuadro eléctrico de control y potencia, con aparatos de medida y central de control (según necesidad y configuración)
- Protección magnetotérmica tetrapolar
- Desconectador de batería/s
- Protección diferencial regulable (tiempo y sensibilidad) de serie en M5 y AS5 con protección magnetotérmica
- Cargador de batería (incluido en grupos con cuadro de versión automática)
- Resistencia de caldeo (de serie en grupos con cuadro de versión automática)
- Alternador de carga de baterías con toma de tierra
- Batería/s de arranque instaladas (incluye/n cables y soporte)
- Instalación eléctrica de toma de tierra, con conexión prevista para pica de tierra (pica no suministrada)

Versión Estático Standard

- Chasis Acero
- Pulsador parada de emergencia
- Kit de extracción de aceite del cárter
- Amortiguadores antivibratorios
- Tanque de combustible integrado en el chasis
- Aforador de nivel de combustible
- Tapón drenaje depósito
- Silencioso industrial de acero de -15db(A)
- Opcional :
 - Bomba de trasiego de combustible
 - Silencioso residencial de acero de -35db(A)



HIMOINSA

MODELO
HSW-325 T5
GAMA INDUSTRIAL
Estático Estándar
Powered by SCANIA

Resumen PDF

Creado : 11/07/2019 11:15

Autor : Himoinsa

Total páginas : 11

Tipo Informe : Ficha Técnica - Gama industrial

Generado por : Dpto. Ingeniería Himoinsa

Página 1. Datos de Grupo

Página 2. Especificaciones Motor. Especificaciones Alternador.

Página 3. Datos de instalación

Página 4. Dimensiones

Página 5. Cuadros de Control

Página 6. Cuadros de Control

Página 7. Características de la Central de Control (I)

Página 8. Características de la Central de Control (II)

Página 9. Características de la Central de Control (III)

Página 10. Características + Opcionales Grupo electrógeno

Página 11. Resumen PDF





HIMOINSA



MODELO HSW-405 T5

GAMA INDUSTRIAL
Estático Estándar
Powered by SCANIA



K9



REFRIGERADOS POR AGUA



TRIFÁSICOS



50 HZ



DIÉSEL

Datos de Grupo



SERVICIO		PRP	ESP
Potencia	kVA	420	460
Potencia	kW	336	368
Régimen de Funcionamiento	r.p.m.	1.500	
Tensión Estándar	V	400/230	
Tensiones disponibles	V	230 - 230/132	
Factor de potencia	Cos Phi	0,8	

01

HIMOINSA DBT empresa con certificación de calidad ISO 9001

Los grupos electrógenos HIMOINSA DBT cumplen con las siguientes directivas:

- IRAM 2008-2 Máquinas eléctricas rotativas.
- EN 12100, EN 13857, EN 60204, EN 60034-1, EN 60034-14

Condiciones ambientales de referencia según la norma ISO 8528-1:2005: 1000 mbar, 25°C, 30% humedad relativa.

Prime Power (PRP):

Según la norma ISO 8528-1:2018, es la potencia máxima disponible para empleo bajo cargas variables por un número ilimitado de horas por año entre los intervalos de mantenimiento prescritos por el fabricante y en las condiciones ambientales establecidas por el mismo. La potencia media consumible durante un periodo de 24 horas no debe rebasar el 70% de la PRP.

Emergency Standby Power (ESP):

Según la norma ISO 8528-1:2018, es la potencia máxima disponible para empleo bajo cargas variables en caso de un corte de energía de la red o en condiciones de prueba por un número limitado de horas por año de 200h entre los intervalos de mantenimiento prescritos por el fabricante y en las condiciones ambientales establecidas por el mismo. La potencia media consumible durante un periodo de 24 horas no debe rebasar el 70% de la ESP.

Cumple con un impacto de carga tipo G2 según la norma ISO 8528-5:2013

HIMOINSA HEADQUARTERS:

Fábrica: Ctra. Murcia - San Javier, Km. 23,6 | 30730 SAN JAVIER (Murcia) Spain
Tel.+34 968 19 11 28 Fax +34 968 19 12 17 Fax +34 968 19 04 20 | info@himoinsa.com | www.himoinsa.com

Centros Productivos:

ESPAÑA • FRANCIA • INDIA • CHINA • USA • BRASIL • ARGENTINA

Filiales:

PORTUGAL | POLONIA | ALEMANIA | UK | SINGAPUR | EMIRATOS ÁRABES UNIDOS |
PANAMÁ | REPÚBLICA DOMINICANA | ARGENTINA | ANGOLA | SUDÁFRICA



Rivadavia 1701 Sastre | S2440BBM (Santa Fe) ARGENTINA | Tel.: +54 03406 480074
Fax: +54 03406 480074 | E-mail:argentina@himoinsa.com | www.himoinsa.com.ar





HIMOINSA

MODELO
HSW-405 T5

GAMA INDUSTRIAL
Estático Estándar
Powered by SCANIA

Especificaciones de Motor 1.500 r.p.m.

SERVICIO		PRP	ESP
Potencia Nominal	kW	355	393
Fabricante		SCANIA	
Modelo		DC13-72A(02-12)	
Tipo de Motor		Diesel 4 tiempos	
Tipo de Inyección		Directa	
Tipo aspiración		Turboalimentado y post-enfriado	
Clindros, número y disposición		6-L	
Diámetro x Carrera	mm	130 x 160	
Cilindrada total	L	12,7	
Sistema de refrigeración		Líquido refrigerante	
Especificaciones del aceite motor		ACEA E3,E4,E5 o E7	
Relación de compresión		16,3:1	
Consumo combustible ESP	l/h	87,16	
Consumo combustible 100 % PRP	l/h	77,67	
Consumo combustible 75 % PRP	l/h	58,57	
Consumo combustible 50 % PRP	l/h	39,47	
Consumo máximo de aceite a plena carga	g/kWh	0,3	
Cantidad de aceite máxima	L	38	
Cantidad total de líquido refrigerante	L	38	
Regulador	Tipo	Electrónico	
Filtro de Aire	Tipo	Seco	
Diámetro interior de salida de escape	mm	90	

02

Alternador

DATOS GENERADOR SINCRONO		
Fabricante		CRAMACO
Polos	Nº	4
Tipo de conexión (estándar)		Estrella - Serie
Tipo de acoplamiento		S-1 14"
Grado de protección aislamiento	Clase	Clase H
Grado de protección mecánica (según IEC-34-5)		IP23
Sistema de excitación		Autoexcitado, sin escobillas
Regulador de tensión		A.V.R. (Electrónico)
Tipo de soporte		Monopalier
Sistema de acoplamiento		Disco Flexible
Tipo de recubrimiento		Estándar (Impregnación en vacío)



HIMOINSA

MODELO
HSW-405 T5
GAMA INDUSTRIAL
Estático Estándar
Powered by SCANIA

Datos de Instalación

Sistema De Escape

Máx. temperatura gas de escape	°C	509
Caudal de gas de escape	kg/s	0,6
Calor Evacuado por el escape	KCal/Kwh	578,72

Cantidad De Aire Necesaria

Máximo caudal de aire necesario para la combustión	m ³ /h	1723
Caudal de aire ventilador motor	m ³ /s	10,8
Caudal aire ventilador alternador	m ³ /s	1,167

Sistema De Puesta En Marcha

Potencia de arranque	kW	5,5
Potencia de arranque	CV	7,48
Tensión Auxiliar	Vcc	24

Sistema De Combustible

Tipo de combustible		Diésel
Depósito combustible	L	740

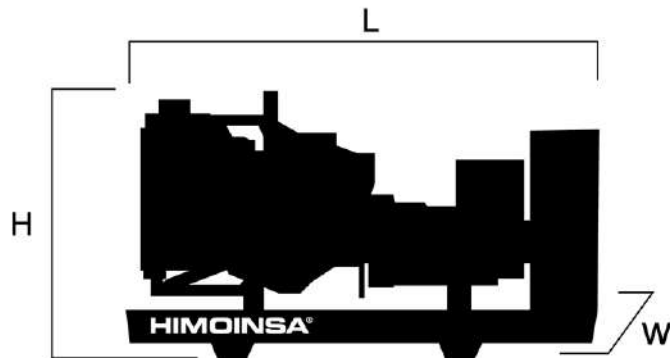
03



HIMOINSA

MODELO
HSW-405 T5
GAMA INDUSTRIAL
Estático Estándar
Powered by SCANIA

Dimensiones



Dimensiones y Peso

(L) Largo	mm	3.600
(H) Alto	mm	2.090
(W) Ancho	mm	1.460
Volumen de embalaje máximo	m ³	10,99
(*) Peso con líquidos en radiador y cárter	kg	2.814
Capacidad del depósito	L	740
Autonomía	Horas	13

(*) (con accesorios estándar)

VERSIÓN ESTANDAR

Argentina se reserva el derecho de modificar cualquier característica sin previo aviso.
Pesos y medidas basadas en los productos estandar. Las ilustraciones pueden incluir accesorios opcionales.
Las características técnicas descritas en este catálogo se corresponden con la información disponible en el momento de la impresión.
Diseño industrial bajo patente.

Distribuidor local

CUADROS DE CONTROL

M5

Cuadro control manual Auto-Start digital y protección magnetotérmica (según tensión y voltaje) y diferencial con CEM7. Central digital CEM7



AS5

Cuadro automático SIN conmutación y SIN control de red con central CEM7. (*) Opción AS5 con central CEA7. Cuadro automático SIN conmutación y CON control de red.



CC2

Armario de Conmutación Himoinsa CON visualización. Central digital CEC7



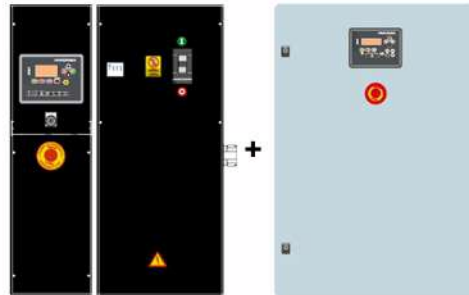


HIMOINSA

CUADROS DE CONTROL

AS5 + CC2

Cuadro automático CON conmutación y CON control de red. La visualización estará en el grupo y en el armario. Central digital CEM7+CEC7



AC5

Cuadro automático por fallo de red. Armario en pared CON conmutación y protección magnetotérmica (según tensión y voltaje). Central digital CEA7



MODELO
HSW-405 T5
GAMA INDUSTRIAL
Estático Estándar
Powered by SCANIA



Características de la Central de Control (I)

- : Estandar
- x : No Incluido
- : Opcional

Lecturas de grupo	CEM 7	CEA 7	CEC 7	CEM7 + CEC7
Tensión entre fases	•	•	•	•
Tensión entre fase y neutro	•	•	•	•
Intensidades	•	•	•	•
Frecuencia	•	•	•	•
Potencia aparente (kVA)	•	•	•	•
Potencia activa (kW)	•	•	•	•
Potencia reactiva (kVar)	•	•	•	•
Factor de Potencia	•	•	•	•
Lecturas de red	CEM 7	CEA 7	CEC 7	CEM7 + CEC7
Tensión entre fases	x	•	•	•
Tensión entre fase y neutro	x	•	•	•
Intensidades	x	•	•	•
Frecuencia	x	•	•	•
Potencia aparente	x	•	x	x
Potencia activa	x	•	x	x
Potencia reactiva	x	•	x	x
Factor de Potencia	x	•	x	x
Lecturas de motor	CEM 7	CEA 7	CEC 7	CEM7 + CEC7
Temperatura de refrigerante	•	•	x	•
Presión de aceite	•	•	x	•
Nivel de combustible (%)	•	•	x	•
Tensión de batería	•	•	x	•
R.P.M.	•	•	x	•
Tensión alternador de carga de batería	•	•	x	•
Protecciones de motor	CEM 7	CEA 7	CEC 7	CEM7 + CEC7
Alta temperatura de agua	•	•	x	•
Alta temperatura de agua por sensor	•	•	x	•
Baja temperatura de motor por sensor	•	•	x	•
Baja presión de aceite	•	•	x	•
Baja presión de aceite por sensor	•	•	x	•
Bajo nivel de agua	•	•	x	•
Parada inesperada	•	•	x	•



Características de la Central de Control (II)

- : Estandar
- x : No Incluido
- : Opcional

Protecciones de motor	CEM 7	CEA 7	CEC 7	CEM7 + CEC7
Reserva de combustible	•	•	x	•
Reserva de combustible por sensor	•	•	x	•
Fallo de parada	•	•	x	•
Fallo de tensión de batería	•	•	x	•
Fallo alternador carga batería	•	•	x	•
Sobrevelocidad	•	•	x	•
Subfrecuencia	•	•	x	•
Fallo de arranque	•	•	x	•
Parada de emergencia	•	•	•	•
Protecciones de alternador	CEM 7	CEA 7	CEC 7	CEM7 + CEC7
Alta frecuencia	•	•	•	•
Baja frecuencia	•	•	•	•
Alta tensión	•	•	•	•
Baja tensión	•	•	•	•
Cortocircuito	•	•	x	•
Asimetría entre fases	•	•	•	•
Secuencia incorrecta de fases	•	•	•	•
Potencia Inversa_Inverse	•	•	x	•
Sobrecarga	•	•	x	•
Caída de señal de grupo	•	•	•	•
Contadores	CEM 7	CEA 7	CEC 7	CEM7 + CEC7
Cuenta horas total	•	•	•	•
Cuenta horas parcial	•	•	•	•
Kilowatímetro	•	•	•	•
Contador de arranques válidos	•	•	•	•
Contador de arranques fallidos	•	•	•	•
Mantenimiento	•	•	•	•
Comunicaciones	CEM 7	CEA 7	CEC 7	CEM7 + CEC7
RS232	•	•	•	•
RS485	•	•	•	•
Modbus IP	•	•	•	•
Modbus	•	•	•	•



Características de la Central de Control (III)

- : Estandar
- x : No Incluido
- : Opcional

MODELO
HSW-405 T5
GAMA INDUSTRIAL
Estático Estándar
Powered by SCANIA

Comunicaciones	CEM 7	CEA 7	CEC 7	CEM7 + CEC7
CCLAN	•	•	x	•
Software para PC	•	•	•	•
Módem analógico	•	•	•	•
Módem GSM/GPRS	•	•	•	•
Pantalla remota	•	•	x	•
Teleseñal	• (8 + 4)	• (8 + 4)	x	• (8 + 4)
J1939	•	•	x	•
Prestaciones	CEM 7	CEA 7	CEC 7	CEM7 + CEC7
Histórico de alarmas	• (10) / (opc. +100)	• (10) / (opc. +100)	• (10) / (opc. +100)	• (10) / (opc. +100)
Arranque externo	•	•	•	•
Inhibición de arranque	•	•	•	•
Arranque por fallo de red	x	•	•	•
Arranque por normativa EJP	•	•	x	•
Control de pre-calentamiento de motor	•	•	x	•
Activación de contactor de grupo	•	•	•	•
Activación de contactor de Red y Grupo	x	•	•	•
Control del trasiego de combustible	•	•	x	•
Control de temperatura de motor	•	•	x	•
Marcha forzada de grupo	•	•	x	•
Alarmas libres programables	•	•	x	•
Función de arranque de grupo en modo test	•	•	•	•
Salidas libres programables	•	•	x	•
Multiligüe	•	•	•	•
Aplicaciones especiales	CEM 7	CEA 7	CEC 7	CEM7 + CEC7
Localización GPS	•	•	x	•
Sincronismo	•	•	x	•
Sincronismo con la red	•	•	x	•
Eliminación del segundo	•	•	x	•
RAM7	•	•	x	•
Panel repetitivo	•	•	x	•
Reloj programador	•	•	x	•



HIMOINSA

MODELO
HSW-405 T5
GAMA INDUSTRIAL
Estático Estándar
Powered by SCANIA

Características de Grupo Electrónico

Motor

- Motor diesel
- 4 tiempos
- Refrigerado por agua
- Arranque eléctrico 24V
- Filtro decantador (nivel visible)
- Filtro de aire en seco
- Radiador con ventilador soplante
- Bulbos de ATA
- Bulbos de BPA
- Sensor de nivel agua radiador
- Regulación electrónica
- Protecciones de partes calientes
- Protecciones de partes móviles

Alternador

- Autoexcitado y autorregulado
- Protección IP23
- Aislamiento clase H

Sistema Eléctrico

- Cuadro eléctrico de control y potencia, con aparatos de medida y central de control (según necesidad y configuración)
- Protección magnetotérmica tetrapolar
- Desconectador de batería/s
- Protección diferencial regulable (tiempo y sensibilidad) de serie en M5 y AS5 con protección magnetotérmica
- Cargador de batería (incluido en grupos con cuadro de versión automática)
- Resistencia de caldeo (de serie en grupos con cuadro de versión automática)
- Alternador de carga de baterías con toma de tierra
- Batería/s de arranque instaladas (incluye/n cables y soporte)
- Instalación eléctrica de toma de tierra, con conexión prevista para pica de tierra (pica no suministrada)

Versión Estático Standard

- Chasis Acero
- Pulsador parada de emergencia
- Kit de extracción de aceite del cárter
- Amortiguadores antivibratorios
- Tanque de combustible integrado en el chasis
- Aforador de nivel de combustible
- Tapón drenaje depósito
- Silencioso industrial de acero de -15db(A)
- Opcional :
 - Bomba de trasiego de combustible
 - Silencioso residencial de acero de -35db(A)



HIMOINSA

MODELO
HSW-405 T5
GAMA INDUSTRIAL
Estático Estándar
Powered by SCANIA

Resumen PDF

Creado : 11/07/2019 11:15

Autor : Himoinsa

Total páginas : 11

Tipo Informe : Ficha Técnica - Gama industrial

Generado por : Dpto. Ingeniería Himoinsa

Página 1. Datos de Grupo

Página 2. Especificaciones Motor. Especificaciones Alternador.

Página 3. Datos de instalación

Página 4. Dimensiones

Página 5. Cuadros de Control

Página 6. Cuadros de Control

Página 7. Características de la Central de Control (I)

Página 8. Características de la Central de Control (II)

Página 9. Características de la Central de Control (III)

Página 10. Características + Opcionales Grupo electrógeno

Página 11. Resumen PDF



Any Company
Any Street 21
54321 Any Town

Tel.: +49 123 456-0
Fax: +49 123 456-100
E-Mail: info@any-company.de
Internet: www.any-company.de

Project name: Comandancia Frias
Project number: ---

Location: Argentina / Resistencia

Grid voltage: 380V (220V / 380V)

System overview

200 x Canadian Solar Inc. CS6U-325P Maxpower (UL) (08/2017) (PV array 1)

Azimuth angle: 180 °, Tilt angle: 24 °, Mounting type: Ground mount, Peak power: 65.00 kWp

200 x Canadian Solar Inc. CS6U-325P Maxpower (UL) (08/2017) (PV array 2)

Azimuth angle: 180 °, Tilt angle: 24 °, Mounting type: Ground mount, Peak power: 65.00 kWp

200 x Canadian Solar Inc. CS6U-325P Maxpower (UL) (08/2017) (PV array 3)

Azimuth angle: 180 °, Tilt angle: 24 °, Mounting type: Ground mount, Peak power: 65.00 kWp



1 x STP 60-10



1 x STP 60-10



1 x STP 60-10

PV design data

Total number of PV modules:	600	Energy usability factor:	99.9 %
Peak power:	195.00 kWp	Spec. energy yield*:	1659 kWh/kWp
Number of PV inverters:	3	Line losses (in % of PV energy):	---
Nominal AC power of the PV inverters:	180.00 kW	Used PV energy:	313.68 MWh
AC active power:	180.00 kW	Used PV share:	97 %
Active power ratio:	92.3 %	PV share of the energy supply (total):	24.1 %
Max. available PV energy*:	323.50 MWh	PV share of the energy supply (during the day):	33.6 %

Signature

*Important: The yield values displayed are estimates. They are determined mathematically. SMA Solar Technology AG accepts no responsibility for the real yield value which can deviate from the yield values displayed here. Reasons for deviations are various external conditions, such as soiling of the PV modules or fluctuations in the efficiency of the PV modules.

Evaluation of design

Project name: Comandancia Frias

Project number:

Location: Argentina / Resistencia

Ambient temperature:

Annual extreme low temperature: -2 °C

Average high Temperature: 29 °C

Annual extreme high temperature: 38 °C

Subproject 1

1 x STP 60-10 (PV system section 1)

Peak power:	65.00 kWp
Total number of PV modules:	200
Number of PV inverters:	1
Max. DC power ($\cos \varphi = 1$):	61.22 kW
Max. AC active power ($\cos \varphi = 1$):	60.00 kW
Grid voltage:	380V (220V / 380V)
Nominal power ratio:	94 %
Dimensioning factor:	108.3 %
Displacement power factor $\cos \varphi$:	1



STP 60-10

PV design data

Input A: PV array 1

200 x Canadian Solar Inc. CS6U-325P Maxpower (UL) (08/2017), Azimuth angle: 180 °, Tilt angle: 24 °, Mounting type: Ground mount

	Input A:		
Number of strings:	10		
PV modules per string:	20		
Peak power (input):	65.00 kWp		
Typical PV voltage:	✓ 684 V		
Min. PV voltage:	647 V		
Min. DC voltage (Grid voltage 220 V):	543 V		
Max. PV voltage:	✓ 987 V		
Max. DC voltage:	1000 V		
Max. MPP current of PV array:	✓ 87.8 A		
Max. operating input current per MPPT:	110 A		
Max. input short-circuit current per MPPT:	150 A		
Photovoltaic Output Circuit Current:	✓ 93.4 A		

PV/Inverter compatible

Evaluation of design

Project name: Comandancia Frias

Project number:

Location: Argentina / Resistencia

Ambient temperature:

Annual extreme low temperature: -2 °C

Average high Temperature: 29 °C

Annual extreme high temperature: 38 °C

Subproject 1

1 x STP 60-10 (PV system section 2)

Peak power:	65.00 kWp
Total number of PV modules:	200
Number of PV inverters:	1
Max. DC power ($\cos \varphi = 1$):	61.22 kW
Max. AC active power ($\cos \varphi = 1$):	60.00 kW
Grid voltage:	380V (220V / 380V)
Nominal power ratio:	94 %
Dimensioning factor:	108.3 %
Displacement power factor $\cos \varphi$:	1



STP 60-10

PV design data

Input A: PV array 2

200 x Canadian Solar Inc. CS6U-325P Maxpower (UL) (08/2017), Azimuth angle: 180 °, Tilt angle: 24 °, Mounting type: Ground mount

	Input A:		
Number of strings:	10		
PV modules per string:	20		
Peak power (input):	65.00 kWp		
Typical PV voltage:	✓ 684 V		
Min. PV voltage:	647 V		
Min. DC voltage (Grid voltage 220 V):	543 V		
Max. PV voltage:	✓ 987 V		
Max. DC voltage:	1000 V		
Max. MPP current of PV array:	✓ 87.8 A		
Max. operating input current per MPPT:	110 A		
Max. input short-circuit current per MPPT:	150 A		
Photovoltaic Output Circuit Current:	✓ 93.4 A		

PV/Inverter compatible

Evaluation of design

Project name: Comandancia Frias

Project number:

Location: Argentina / Resistencia

Ambient temperature:

Annual extreme low temperature: -2 °C

Average high Temperature: 29 °C

Annual extreme high temperature: 38 °C

Subproject 1

1 x STP 60-10 (PV system section 3)

Peak power:	65.00 kWp
Total number of PV modules:	200
Number of PV inverters:	1
Max. DC power ($\cos \varphi = 1$):	61.22 kW
Max. AC active power ($\cos \varphi = 1$):	60.00 kW
Grid voltage:	380V (220V / 380V)
Nominal power ratio:	94 %
Dimensioning factor:	108.3 %
Displacement power factor $\cos \varphi$:	1



STP 60-10

PV design data

Input A: PV array 3

200 x Canadian Solar Inc. CS6U-325P Maxpower (UL) (08/2017), Azimuth angle: 180 °, Tilt angle: 24 °, Mounting type: Ground mount

	Input A:		
Number of strings:	10		
PV modules per string:	20		
Peak power (input):	65.00 kWp		
Typical PV voltage:	✓ 684 V		
Min. PV voltage:	647 V		
Min. DC voltage (Grid voltage 220 V):	543 V		
Max. PV voltage:	✓ 987 V		
Max. DC voltage:	1000 V		
Max. MPP current of PV array:	✓ 87.8 A		
Max. operating input current per MPPT:	110 A		
Max. input short-circuit current per MPPT:	150 A		
Photovoltaic Output Circuit Current:	✓ 93.4 A		

PV/Inverter compatible

Wire sizing

Project name: Comandancia Frias

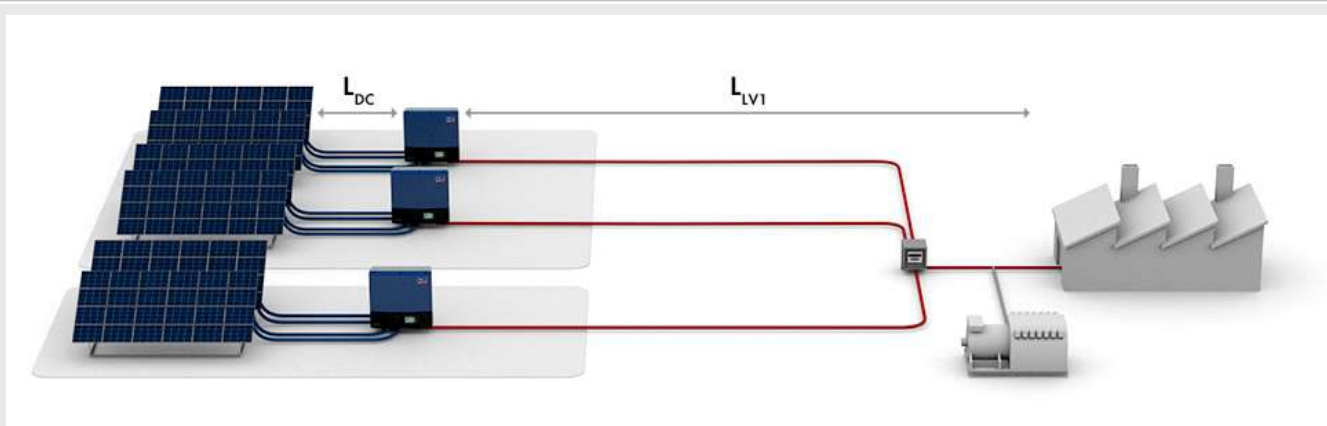
Location: Argentina / Resistencia

Project number:

Overview

	✓ DC	⚠ LV	⚠ Total
Power loss at nominal operation	524.04 W	8.53 kW	9.05 kW
Rel. power loss at rated nominal operation	0.29 %	4.74 %	5.02 %
Total cable length	600.00 m	30.00 m	630.00 m
Cable cross-sections	1,5 mm ²	1,5 mm ²	1,5 mm ²

Graphic



DC cables

		Cable material	Single length	Cross section	Voltage drop	Rel. power loss	
Subproject 1							
	1 x STP 60-10 PV system section 1	A	Copper	10.00 m	1,5 mm²	2 V	0.29 %
	1 x STP 60-10 PV system section 2	A	Copper	10.00 m	1,5 mm²	2 V	0.29 %
	1 x STP 60-10 PV system section 3	A	Copper	10.00 m	1,5 mm²	2 V	0.29 %

Lines LV1

	Cable material	Single length	Cross section	Line resistance	Rel. power loss
Subproject 1					
1 x STP 60-10 PV system section 1	Copper	10.00 m	1,5 mm ²	R: 38.222 mΩ XL: 0.750 mΩ	4.74 %
1 x STP 60-10 PV system section 2	Copper	10.00 m	1,5 mm ²	R: 38.222 mΩ XL: 0.750 mΩ	4.74 %
1 x STP 60-10 PV system section 3	Copper	10.00 m	1,5 mm ²	R: 38.222 mΩ XL: 0.750 mΩ	4.74 %

The displayed results are approximate values to give a general indication to users of possible operating results. The results are determined mathematically based on standardized assumptions. The actual operating results will be dictated significantly by the actual irradiation conditions, the actual efficiency, the genset operating conditions and the individual consumption behavior and can deviate from the calculated results. SMA SOLAR TECHNOLOGY AG THEREFORE ASSUMES NO LIABILITY FOR YIELD SHORTFALLS IN THE EVENT OF DEVIATIONS BETWEEN THE CALCULATED- AND ACTUAL OPERATING RESULTS.

Information

Project name: Comandancia Frias

Location: Argentina / Resistencia

Project number:



Comandancia Frias



The same load profile is used for all seasons. There is no distinction by season.

Load profile overview

Project name: Comandancia Frias

Location: Argentina / Resistencia

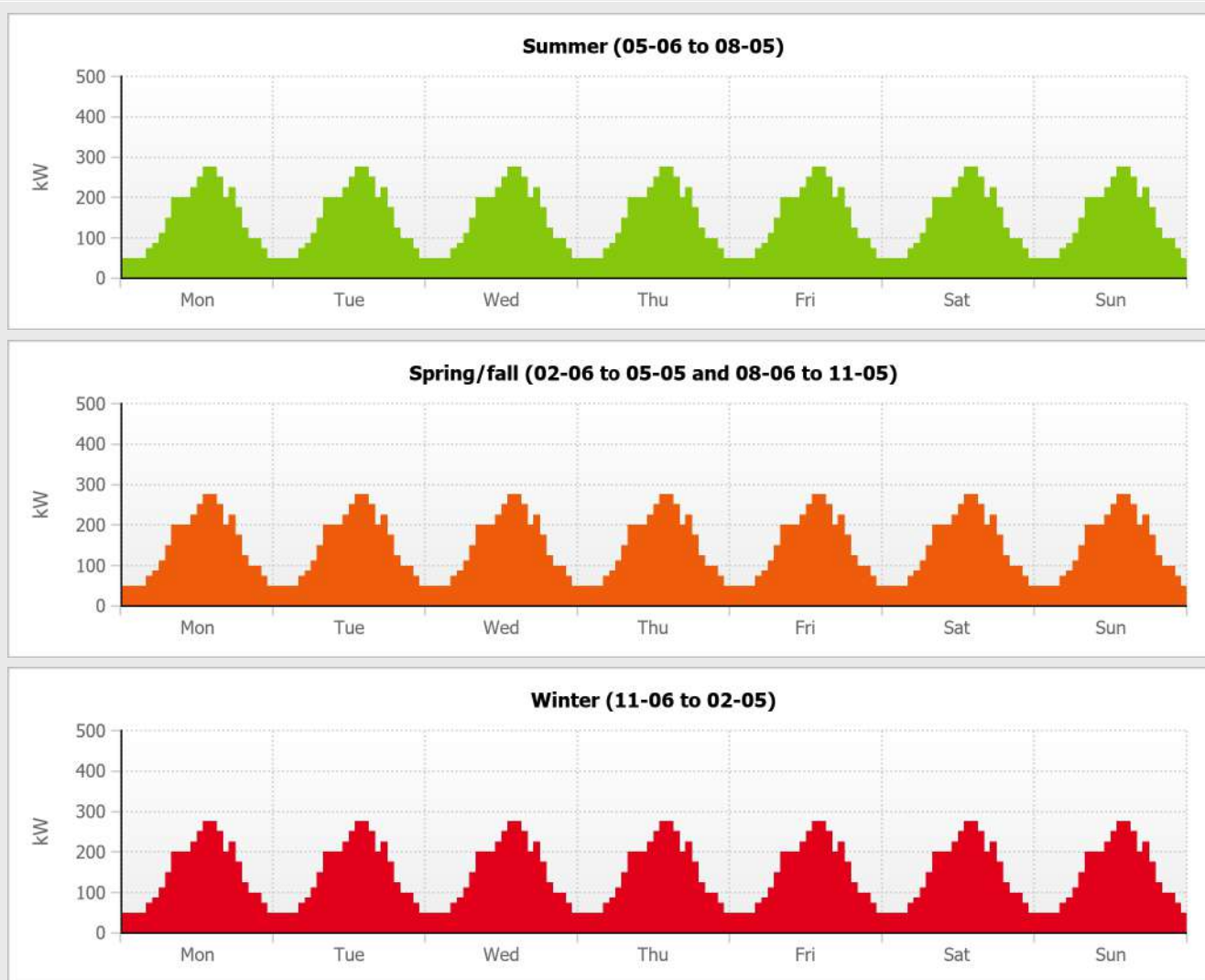
Project number:

Load profile: Mining operation

Overview

	Year	Summer	Spring/fall	Winter
Minimum power requirement	50,164 W	50,164 W	50,164 W	50,164 W
Maximum power requirement	276 kW	276 kW	276 kW	276 kW
Average daily energy requirement	3,562 kWh	3,562 kWh	3,562 kWh	3,562 kWh
Energy requirement	1,300 MWh	328 MWh	645 MWh	328 MWh

Average weekly profile by seasons



The displayed results are approximate values to give a general indication to users of possible operating results. The results are determined mathematically based on standardized assumptions. The actual operating results will be dictated significantly by the actual irradiation conditions, the actual efficiency, the genset operating conditions and the individual consumption behavior and can deviate from the calculated results. SMA SOLAR TECHNOLOGY AG THEREFORE ASSUMES NO LIABILITY FOR YIELD SHORTFALLS IN THE EVENT OF DEVIATIONS BETWEEN THE CALCULATED- AND ACTUAL OPERATING RESULTS.

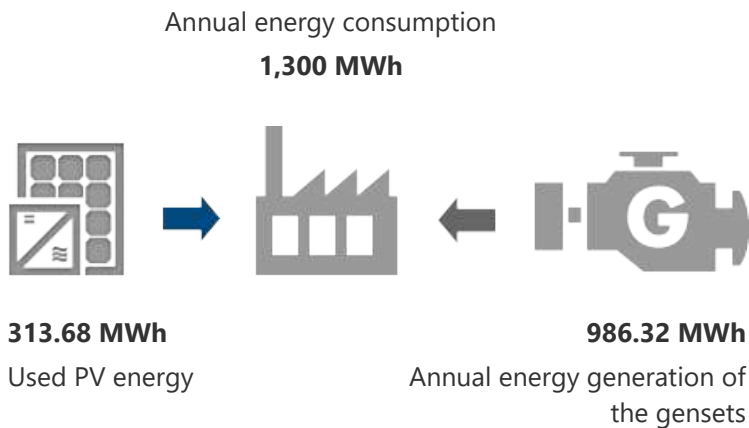
Gensets overview

Overall view				
	Gensets	Load profile		
Max apparent power	400 kVA	 303 kVA		
Max. active power	320 kW	 303 kW		
Quantity of the gensets	1			
Average genset efficiency	2.62 kWh/l			
Design conditions				
The minimum power of the gensets, adjusted for the load, takes into account an additional power reserve that can be provided by the gensets. A load-related minimum power of 110% means a power reserve of 10%. The minimum PV power to be expected shows what portion of the original PV power can be expected if clouds suddenly appear.				
Minimum genset load		30 %		
Load-related minimum power		110 % (of the maximum power requirement)		
Minimum PV power to be expected		45 % (of the possible PV power with no clouds)		
Maximum permissible PV inverter power				
The genset reference power takes into consideration the design conditions and the gensets that are necessary at the same time during the day. The resulting maximum PV inverter power is 60 % of the genset reference power.				
Genset reference power for PV dimensioning		400.00 kVA		
Resulting max. PV inverter power		240.00 kVA		
Detailed list of the gensets				
Name	Apparent power	Active power	Fuel consumption at nominal power	Genset efficiency at nominal power
Genset 1	400 kVA	320 kW	91.4 l/h	3.50 kWh/l

The displayed results are approximate values to give a general indication to users of possible operating results. The results are determined mathematically based on standardized assumptions. The actual operating results will be dictated significantly by the actual irradiation conditions, the actual efficiency, the genset operating conditions and the individual consumption behavior and can deviate from the calculated results. SMA SOLAR TECHNOLOGY AG THEREFORE ASSUMES NO LIABILITY FOR YIELD SHORTFALLS IN THE EVENT OF DEVIATIONS BETWEEN THE CALCULATED- AND ACTUAL OPERATING RESULTS.

Details of your energy supply

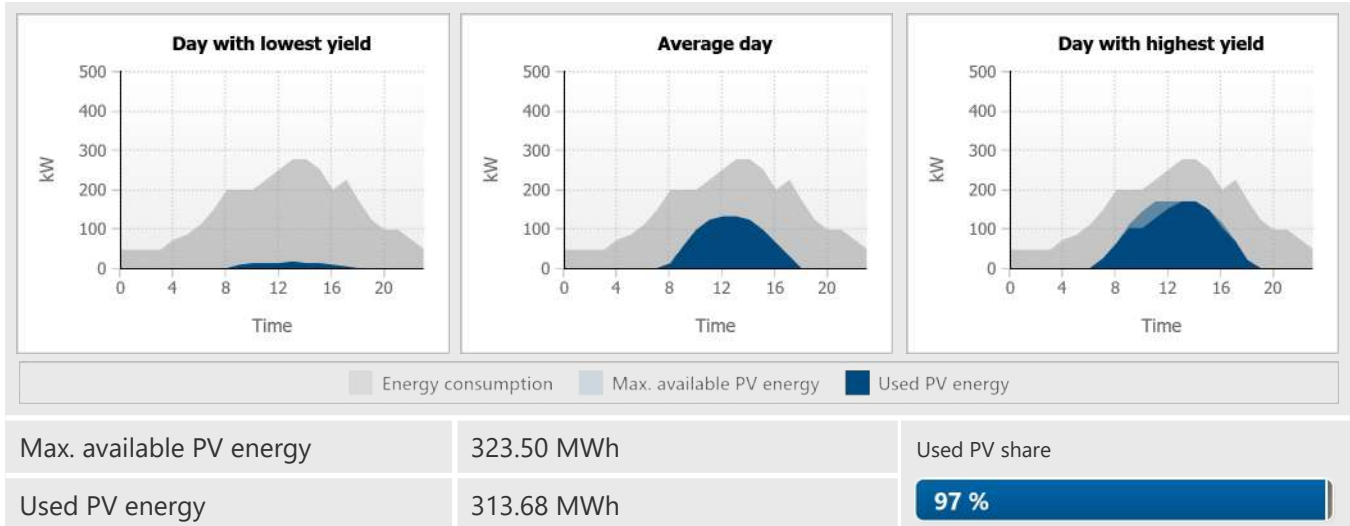
Overview of energy supply



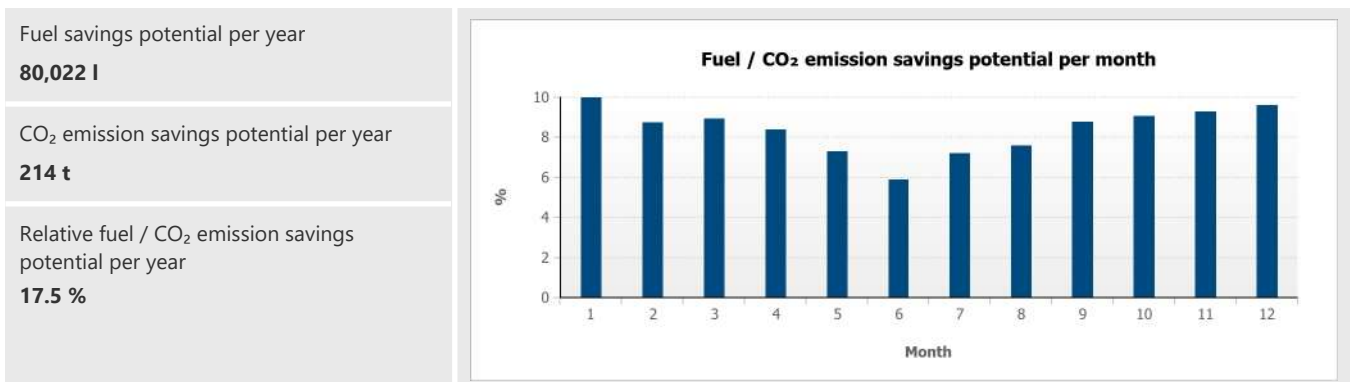
Details

Annual energy consumption	1,300 MWh
Annual energy generation of the gensets	986.32 MWh
Fuel consumption per year (approx.)	376,081 l
Used PV energy	313.68 MWh
Annual fuel savings potential (approx.)	80,022 l
PV share of the energy supply (total)	24.1 %
PV share of the energy supply (during the day)	33.6 %

Information on the PV yield

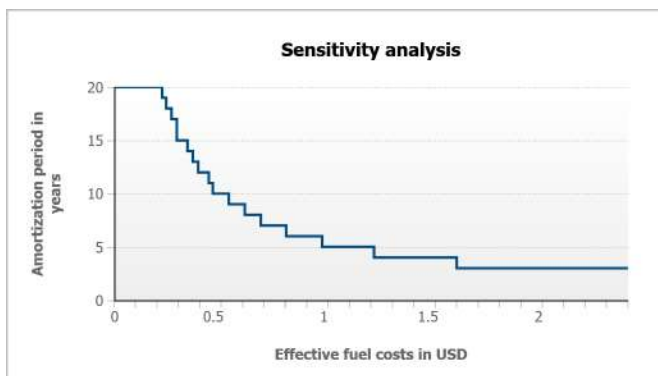
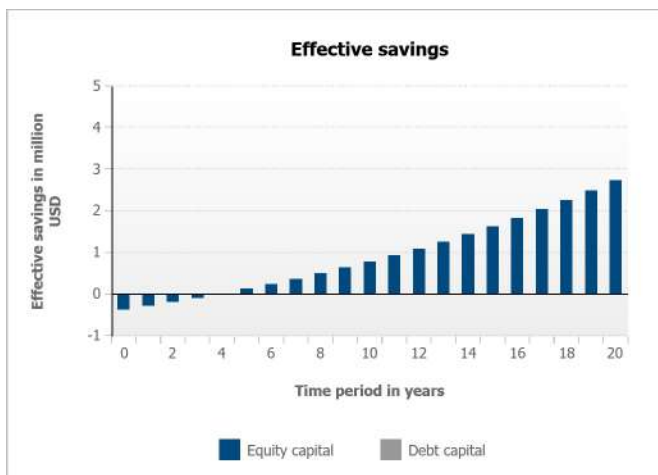
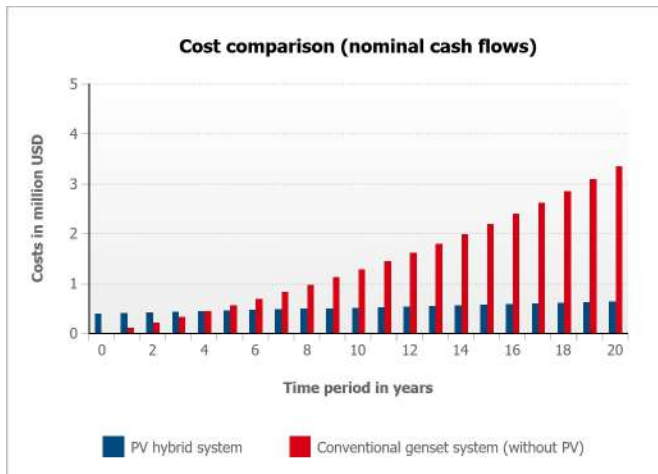


Details of fuel and CO₂ savings potential



The displayed results are approximate values to give a general indication to users of possible operating results. The results are determined mathematically based on standardized assumptions. The actual operating results will be dictated significantly by the actual irradiation conditions, the actual efficiency, the genset operating conditions and the individual consumption behavior and can deviate from the calculated results. SMA SOLAR TECHNOLOGY AG THEREFORE ASSUMES NO LIABILITY FOR YIELD SHORTFALLS IN THE EVENT OF DEVIATIONS BETWEEN THE CALCULATED- AND ACTUAL OPERATING RESULTS.

Profitability of the PV hybrid system



Costs of the PV system

Specific investment costs of the turnkey PV system (CapEx / kWp)	2000 USD/kWp
Inverter share of costs	10 %
OpEx PV/year as % of CapEx	3 %
Analysis period of profitability in years	20

Financing of the PV system

Equity ratio of investment costs	100 %
Annual interest rate	4.0 %
Credit period in years	10

Gensets operating costs

Effective fuel costs	1.20 USD/l
Average energy efficiency	2.62 kWh/l
Energy generation costs (pure fuel costs)	0.46 USD/kWh
Annual increase in fuel costs	5 %

Discounting of future cash flows

Cash flow discount rate	8 %
-------------------------	-----

Investment costs of the turnkey PV system (CapEx)	390,000 USD
Expected amortization period in years (approx.)	5
Net present value using discounted cash flow (approx.)	942,810 USD
Net present value using nominal cash flow (approx.)	2,709,963 USD

The displayed results are approximate values to give a general indication to users of possible operating results. The results are determined mathematically based on standardized assumptions. The actual operating results will be dictated significantly by the actual irradiation conditions, the actual efficiency, the genset operating conditions and the individual consumption behavior and can deviate from the calculated results. SMA SOLAR TECHNOLOGY AG THEREFORE ASSUMES NO LIABILITY FOR YIELD SHORTFALLS IN THE EVENT OF DEVIATIONS BETWEEN THE CALCULATED- AND ACTUAL OPERATING RESULTS.