

OFICINA DE PARTES 1 FIA RECEPCIONADO	
Fecha	03 OCT 2016
Hora	13:12
Nº Ingreso	32.938

Planta Solar fotovoltaica en Curicó



OBSERVACIONES INFORME TÉCNICO FINAL

Nombre del proyecto	PLANTA FOTOVOLTAICA PARA EMPRESAS DE ELABORACIÓN Y CONSERVACIÓN AGRICOLA
Código del proyecto	PYT-2014-0159
Período de ejecución del proyecto	Inicio: 03/2015
	Término: 11/2015
Fecha de entrega	09/2016

Índice

1. Observación 1.....	4
1.1. Objetivo específico 1	5
1.2. Objetivo específico 2	5
1.3. Objetivo específico 3	5
1.4. Objetivo específico 4	5
1.5. Objetivo específico 5	6
1.6. Objetivo específico 6	6
2. Observación 2.....	7
2.1. Análisis de los resultados	13
3. Observación 3.....	15
4. Observación 4.....	16
4.1. Datos generales del proyecto	16
4.2. Documentación técnica	17
4.2.1. Antecedentes técnicos	17
4.2.2. Memoria explicativa y datos técnicos de los dispositivos.....	18
4.2.3. Funcionamiento en paralelo con la red.....	19
4.2.4. Periodo de operación del sistema	20
4.2.5. Horario de conexión del sistema	20
4.2.6. Horario de operación del sistema	20
4.2.7. Tiempo máximo de permanencia en paralelo en caso de operación en isla	20
4.2.8. Equipos de control y medidas integrados en el sistema generador	20
4.2.9. Tableros	21
4.2.10. Cables.....	21
4.2.11. Tuberías de cables	22
4.2.12. Módulos fotovoltaicos	22
4.2.13. Equipos Inversores.....	22
4.2.14. Planos	23
4.2.15. Dimensionamiento de estructuras	23
4.2.16. Cálculo de conductores, secciones y canalización	24
4.2.17. Corrientes de conductores en Corriente continua.....	25
4.2.18. Corrientes de conductores en Corriente Alterna.....	26
4.2.19. Cálculos de caída de tensión	30
4.2.20. Resumen de caída de tensión en conductores en ca	31
4.2.21. Cálculos, coordinación y selectividad de protecciones	31



4.2.21.1.	Relé de potencia inversa	31
4.2.21.2.	Dimensionado de Protecciones en el tablero general fotovoltaico	31
4.2.21.3.	Sistema protección interna y de red (RI) de los inversores.....	32
4.2.21.4.	Sistema Anti Isla	33

1. Observación 1.

En el capítulo "5. Cumplimiento de los objetivos del Proyecto" se le solicita identificar los 6 objetivos específicos definidos en el punto 2.1.2 de la propuesta original considerando que los 4 objetivos específicos informados no coinciden con los objetivos originales. A partir de esta información deberá indicar el porcentaje de avance logrado en cada objetivo específico y respaldar de manera resumida y fundada cada logro, sea con los antecedentes o los valores calculados para los indicadores de seguimiento correspondientes que se describen en el punto 5.2 de la propuesta original, a fin de avalar el avance informado. Para cada indicador que requiera algún tipo de cálculo se deberá especificar la fórmula utilizada y las variables consideradas en el cálculo.

Objetivos específicos presentados en la propuesta original:

Nº	Objetivos Específicos (OE)
1	Caracterización del consumo energético y Descripción de la demanda.
2	Dimensionamiento de la planta fotovoltaica.
3	Diseño, implementación y puesta en servicio de la planta solar fotovoltaica.
4	Realizar seguimiento y medición de la energía producida por la planta.
5	Desarrollo de una metodología de diseño.
6	Mostrar que la energía plata solar PV de auto consumo una opción de desarrollo eficiente para la industria local.

Tabla 1; Objetivos específicos FRUNAR;



1.1. Objetivo específico 1

Caracterización del consumo energético y Descripción de la demanda.

Para la realización de la postulación del proyecto, se realizó un estudio de consumo energético y potencia, en la planta industrial de FRUNAR.

Este estudio se puede encontrar en la propuesta original en las figuras:

- *Figura 1: Consumo promedio diario a lo largo del año*
- *Figura 2: Consumo en meses sin control tarifario de potencia*
- *Figura 3: Consumo en meses con control tarifario de potencia*
- *Figura 4: Crecimiento esperado de FRUNAR LTDA durante el horizonte de estudio*
- *Figura 7: Perfil de demanda y perfil de inyección para una semana de noviembre.*
- *Figura 8: Perfil de demanda y perfil de inyección para una semana de abril.*

Esta información se especifica en la “Observación 2” del presente informe

Este Objetivo Especifico se toma como completamente logrado, por el estudio previo realizado.

1.2. Objetivo específico 2

Dimensionamiento de la planta fotovoltaica.

La potencia final de la Planta Solar Fotovoltaica, 142,48 kWp, se planificó en función de las bases del concurso y de la disponibilidad del cliente para realizar la inversión.

Aunque el ahorro total se estima en un 5% y este es difícilmente medido, ya que se encuentra por debajo del 7% recomendable, el dimensionamiento se realizó para que fuera una planta fotovoltaica con un impacto medible en la industria FRUNAR.

Este Objetivo Especifico se toma como completamente logrado, por el estudio previo realizado.

1.3. Objetivo específico 3

Diseño, implementación y puesta en servicio de la planta solar fotovoltaica.

La planta fotovoltaica está operando en su totalidad desde Octubre de 2015.

Este Objetivo Especifico se toma como completamente logrado, por el estudio previo realizado.

1.4. Objetivo específico 4

Realizar seguimiento y medición de la energía producida por la planta.

Se ha realizado seguimiento de la planta fotovoltaica desde el inicio de la puesta en marcha, mediante el sistema de monitoreo Solar Log.



Este punto queda definido en la “Observación 2” del presente informe.
Este Objetivo Específico se toma como completamente logrado, debido a la medición realizada.

1.5. Objetivo específico 5

Desarrollo de una metodología de diseño.

Se desarrolla metodología de diseño en función de lo explicado en el punto “1.2 Objetivo específico 2” del presente informe.

En función del consumo y la capacidad de inversión del cliente final.

Este Objetivo Específico se toma como completamente logrado, debido a la realización de la obra.

1.6. Objetivo específico 6

Mostrar que la energía de la planta solar PV de auto consumo una opción de desarrollo eficiente para la industria local.

A partir de la realización de la instalación de la planta solar fotovoltaica de FRUNAR, se han realizado visitas periódicas con posibles clientes del sector, para poder entender el funcionamiento in situ de una planta solar fotovoltaica. Levantándose oportunidades en la región para la implementación.

Este Objetivo Específico se toma como completamente logrado, debido a la realización estudios y futuras obras en el sector.



2. Observación 2.

En el capítulo “6. Resultados a la fecha” se le solicita entregar un cuadro con el historial de la energía semanal o mensual generada en la planta fotovoltaica, desde el 01 de diciembre de 2015 al 31 de mayo de 2016, con los 548 paneles fotovoltaicos de 260 Wp, los 6 inversores de 20 kWe y el inversor de 7,5 kWe operativos. También se solicita calcular por extrapolación o con datos reales, la energía total generada que se generaría en 12 meses del año considerando para el cálculo las variaciones climáticas y de la iluminación de cada época del año.

Una vez obtenida la cantidad de energía que debería ser producida en un año, se solicita comparar ese valor teórico de 220.100 kWh/año de una planta de 142,48 kWp y explicar la diferencia respecto del valor informado en el capítulo “9. Indicadores de seguimiento” de 230.400 kWh/año.

A continuación se presentan las mediciones realizadas a la planta fotovoltaica de FRUNAR, tomando como ejemplo una semana por cada mes del año:

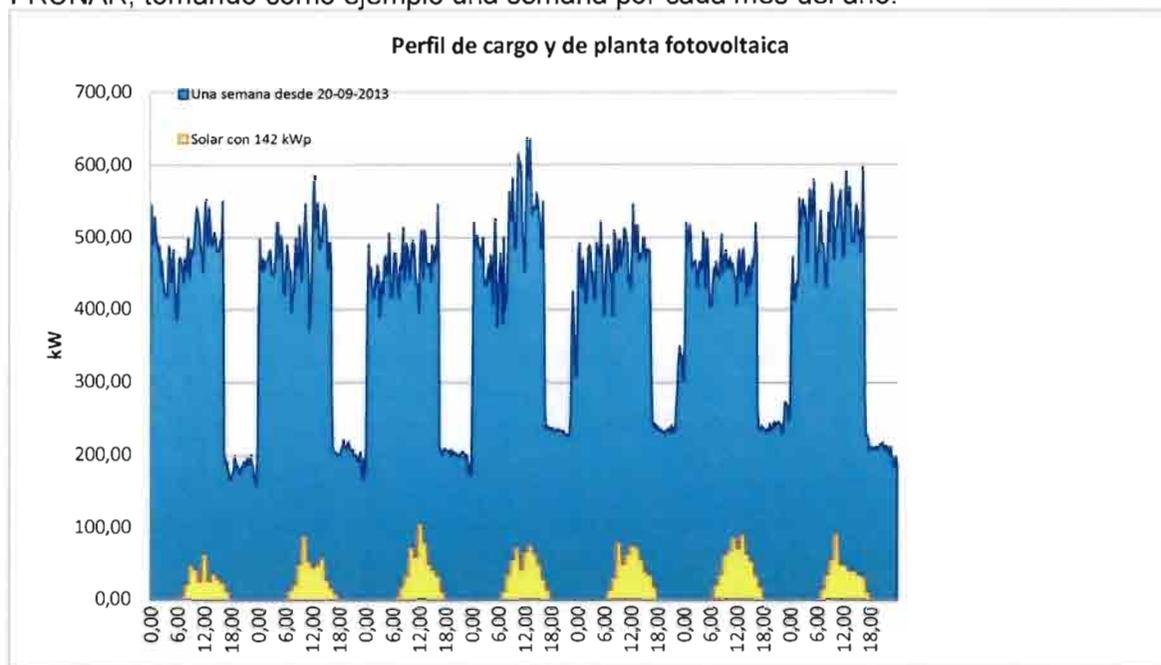


Ilustración 1: Semana generación Octubre 2015

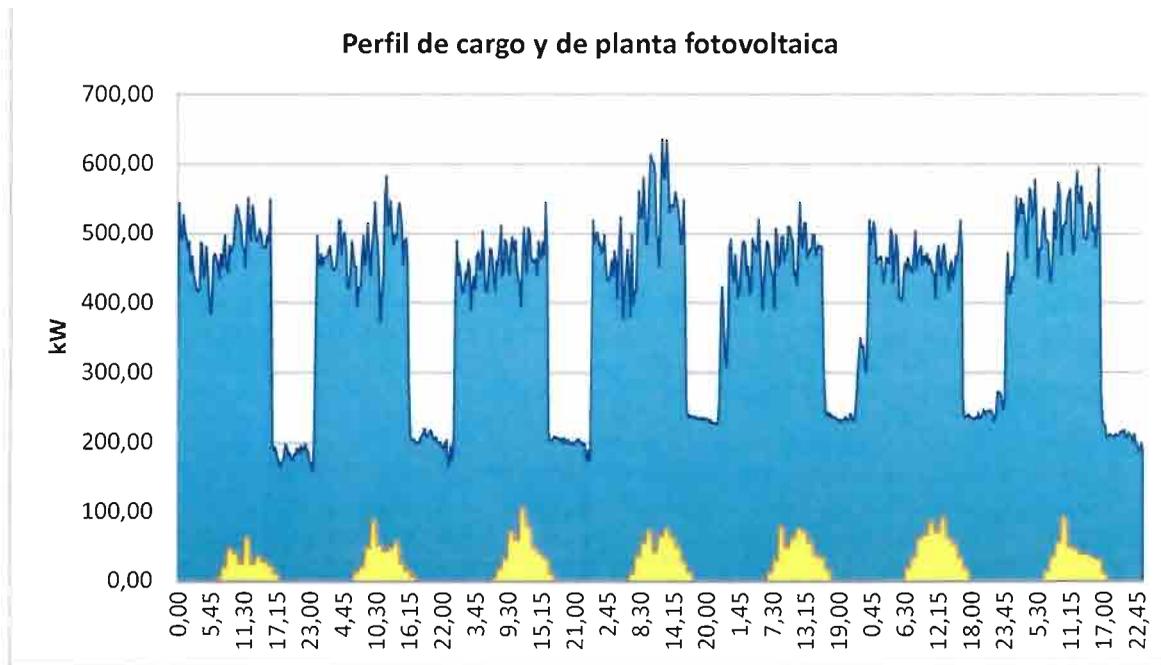


Ilustración 2: Semana de generación Noviembre de 2015

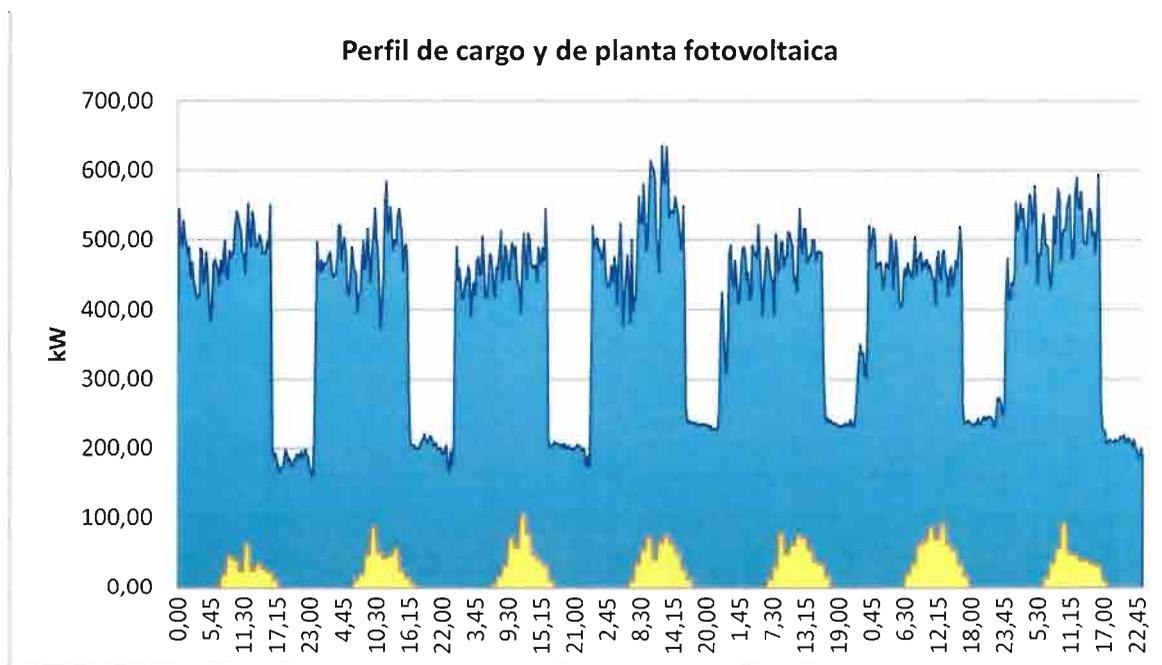


Ilustración 3: Semana de generación Diciembre de 2015

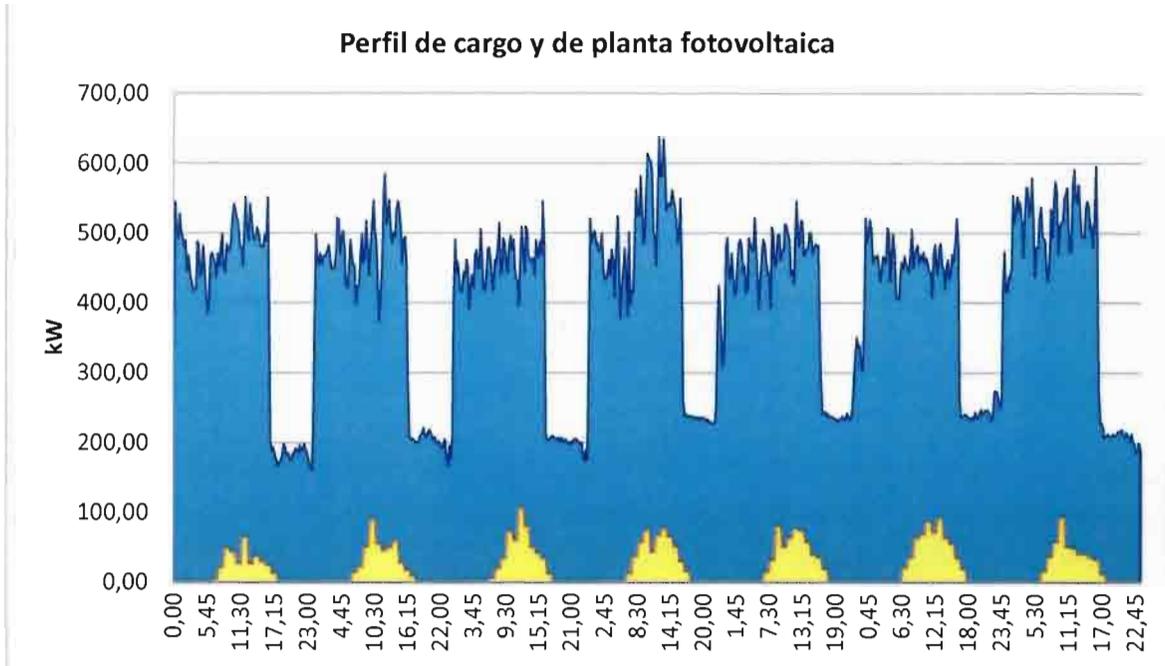


Ilustración 4; Semana de generación Enero 2016

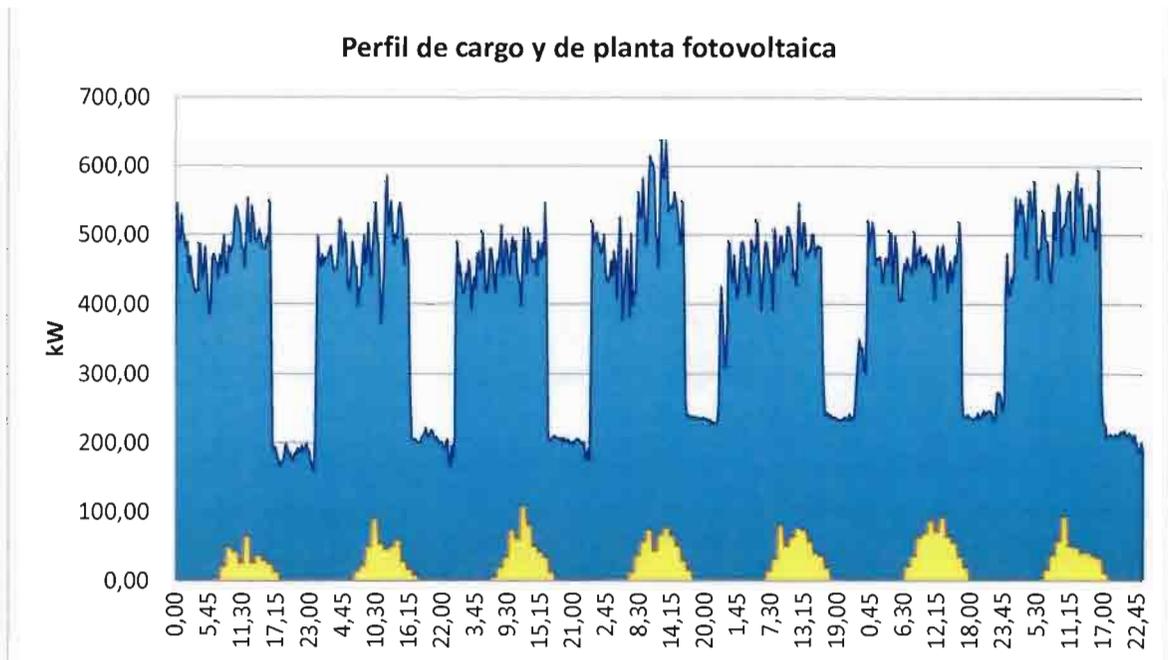


Ilustración 5; Semana de generación Febrero 2016

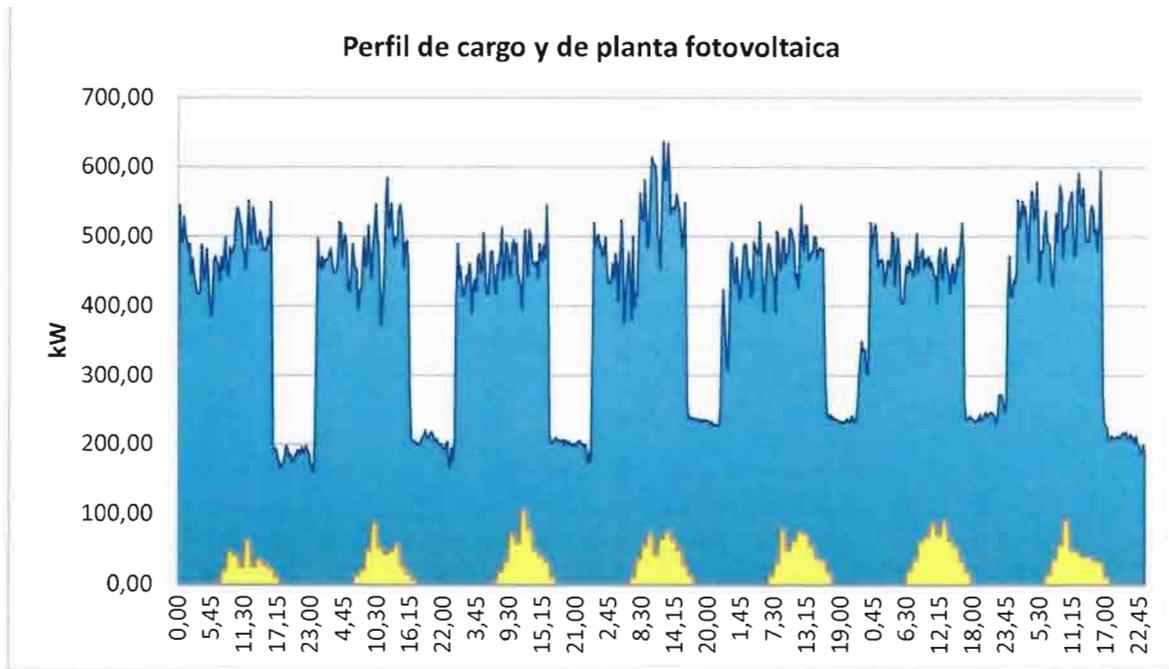


Ilustración 6: Semana de generación Marzo 2016

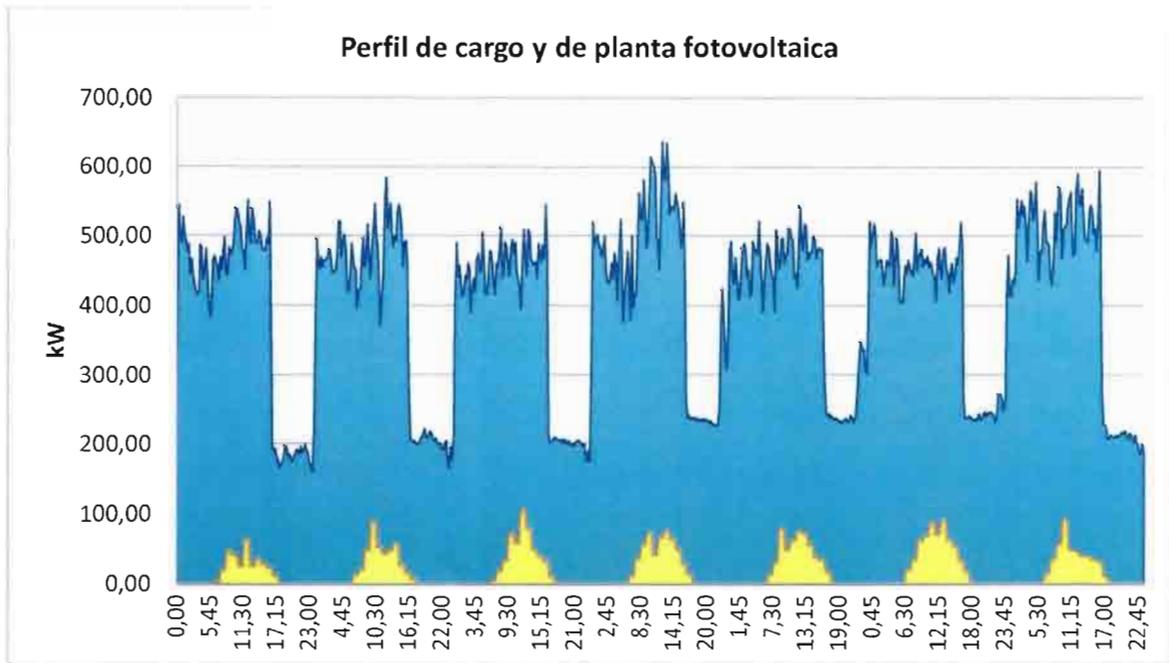


Ilustración 7: Semana de generación Abril 2016

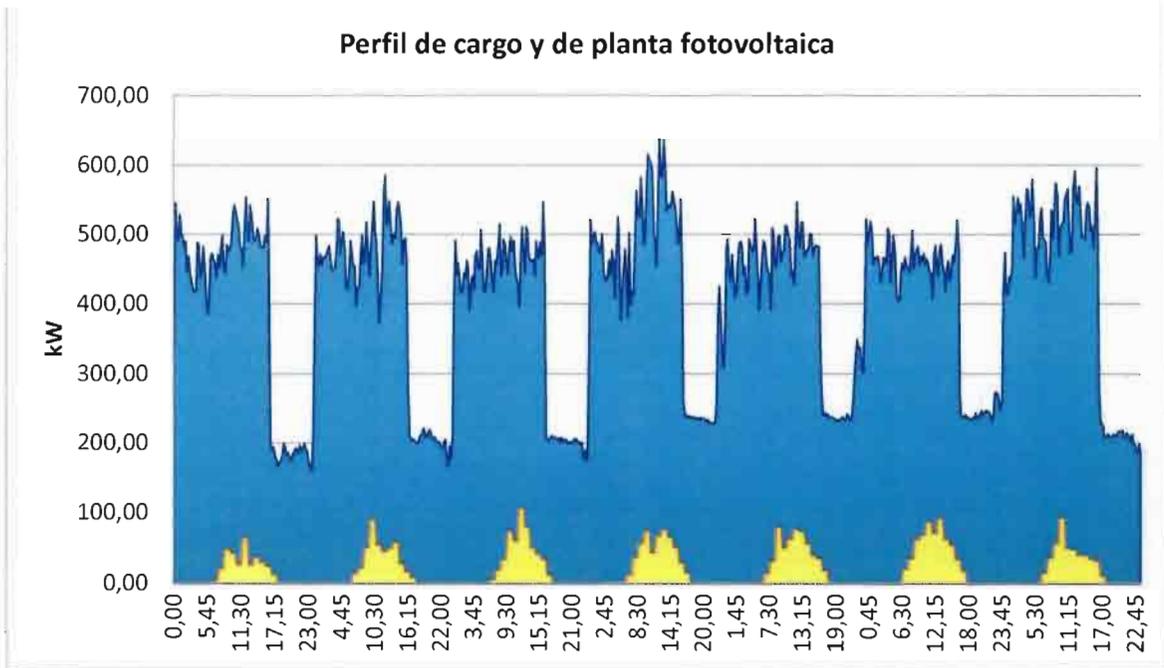


Ilustración 8; Semana de generación Mayo 2016

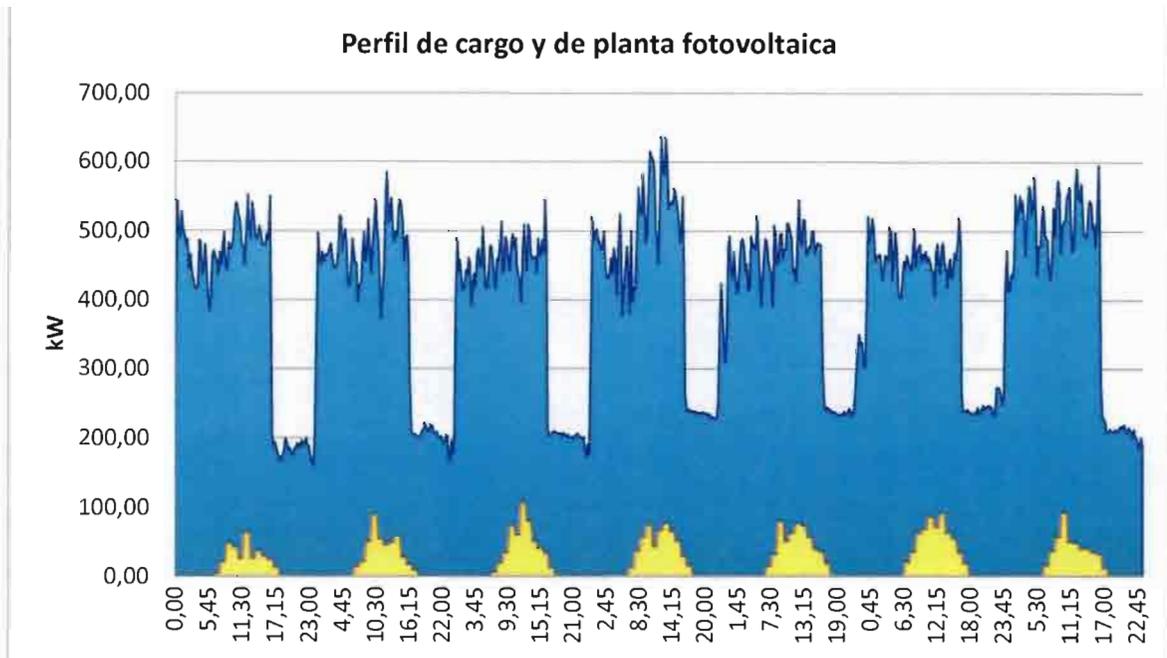


Ilustración 9; Semana de generación Junio 2016

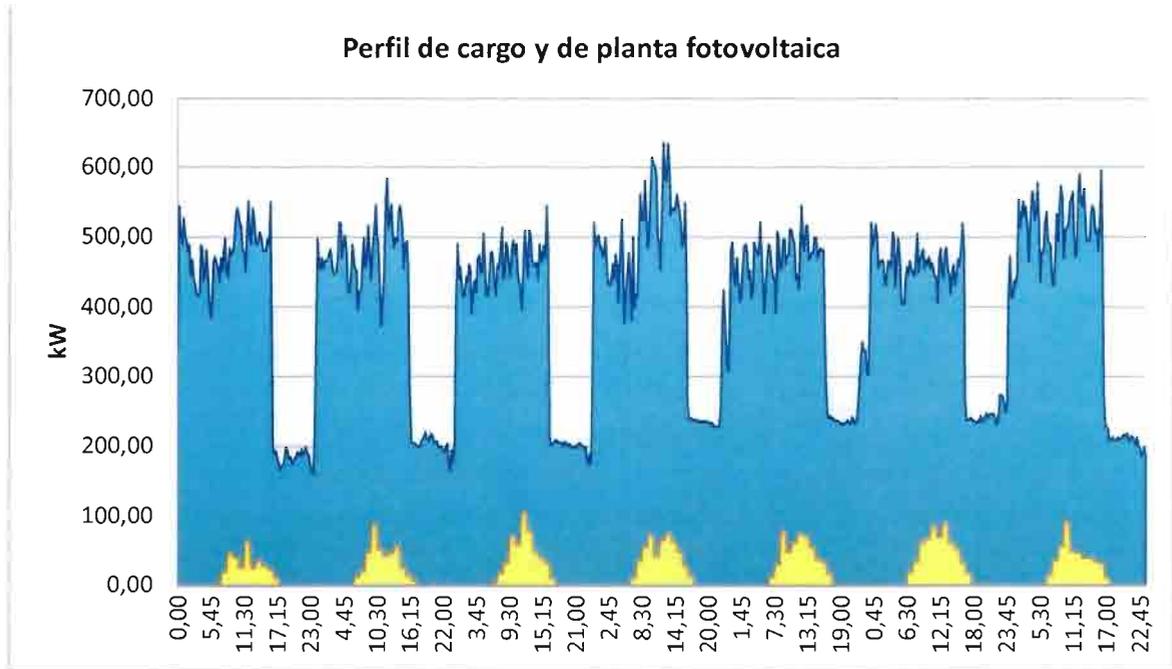


Ilustración 10; Semana de generación Julio 2016

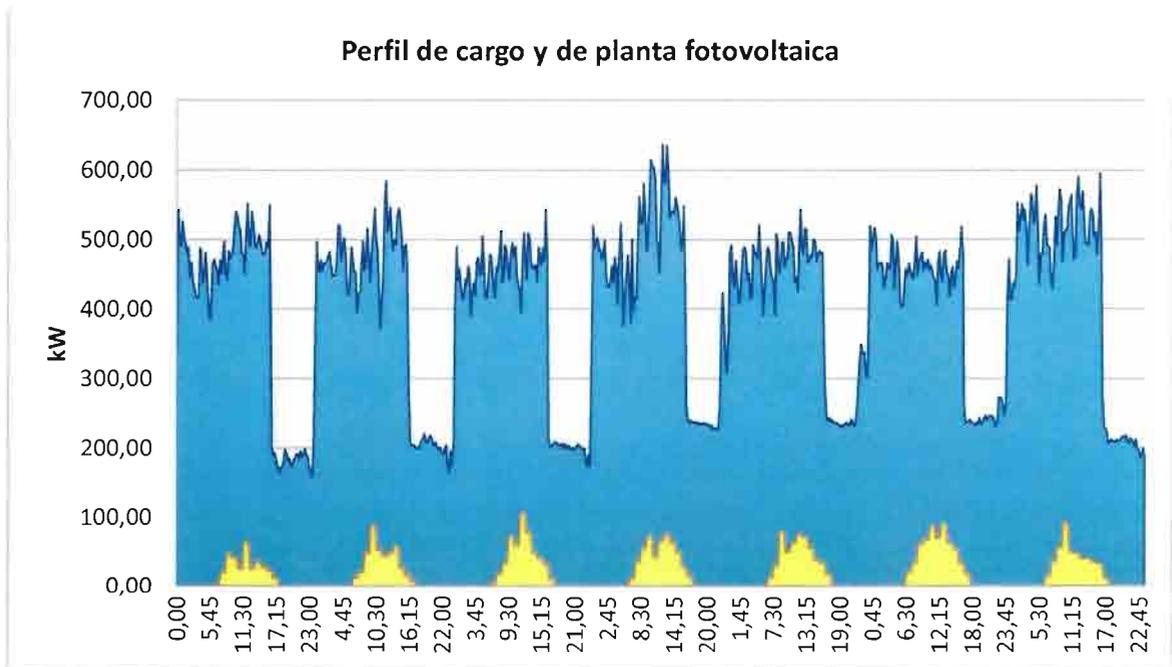


Ilustración 11; Semana de generación Agosto 2016

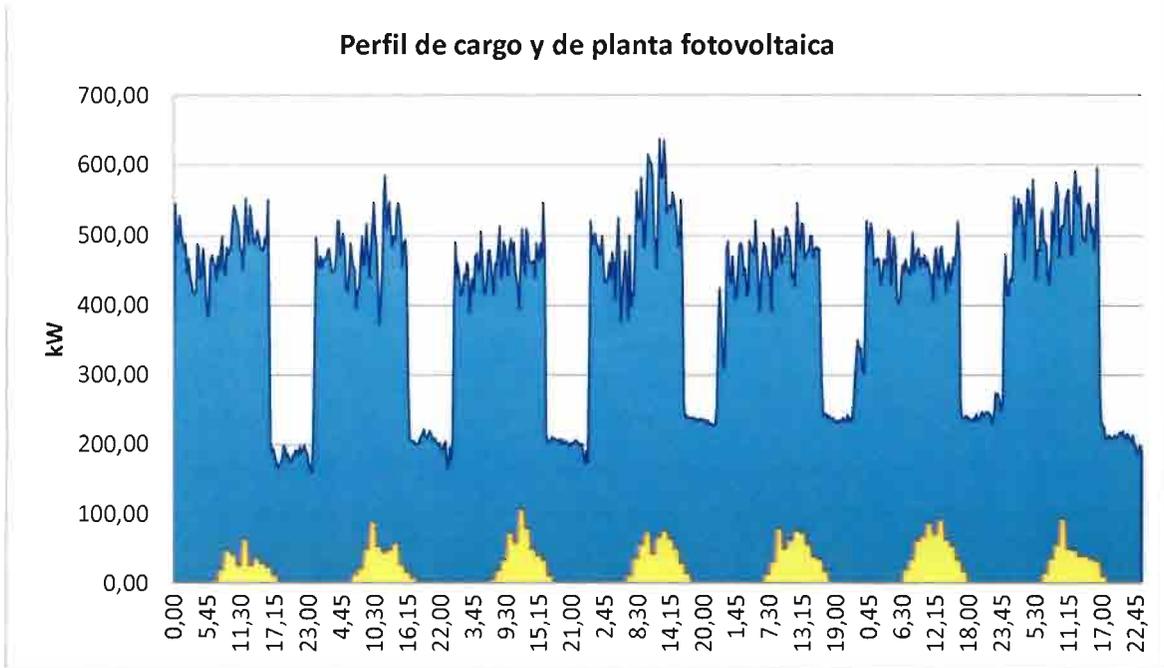


Ilustración 12; Semana de generación Septiembre de 2016

2.1. Análisis de los resultados

El resultado presentado al concurso FIA fue:

Mes	kWh producido
Enero	29.175
Febrero	23.933
Marzo	22.307
Abril	16.128
Mayo	9.622
Junio	7.100
Julio	8.830
Agosto	11.618
Septiembre	16.334
Octubre	21.567
Noviembre	25.698
Diciembre	28.579
Total	220.890

Tabla 2; Generación mensual estimada

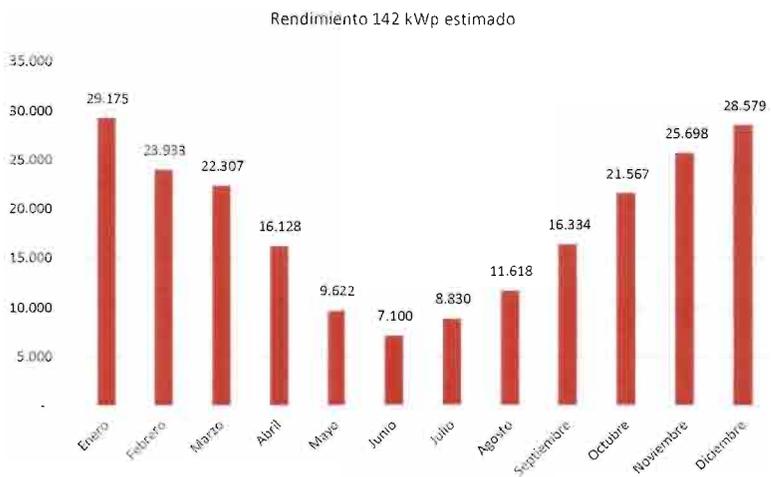


Gráfico 1; Generación mensual estimada



Resultado de la planta fotovoltaica instalada:

Mes	kWh producido
Enero	28.591
Febrero	23.215
Marzo	21.638
Abril	15.644
Mayo	9.333
Junio	6.674
Julio	8.565
Agosto	11.270
Septiembre	15.844
Octubre	20.920
Noviembre	24.413
Diciembre	28.007
Total	214.114

Tabla 3; Generación mensual medida

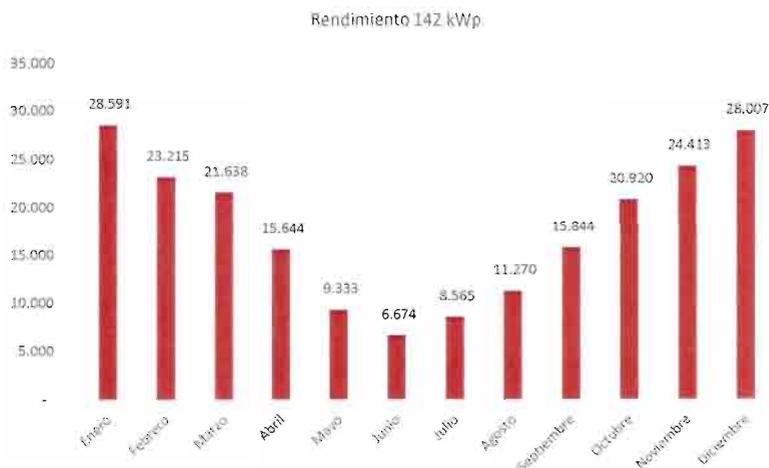


Gráfico 2; Generación mensual medida

Estos datos muestran una diferencia del 3 % entre lo estimado y lo medido. Esto se debe principalmente a que este año corrido hubo una radiación menor que la media de los años anteriores. Para realizar la simulación se obtienen datos de varios años, por lo que el estudio es referencial.

La diferencia entre los 220.100 y los 230.400 kWh, se debe a un error tipográfico, ya que en el documento se explica el cálculo de los 220.100 kWh de generación.



3. Observación 3.

En el capítulo "7.4. Sistema de seguimiento y monitoreo" se indica que en los anexos se adjuntará información de Solar Log, no obstante dicho documento no fue incorporado en el informe. Se solicita adjuntar en la versión del informe, el detalle de sus características y el tipo de información que este sistema de monitoreo y seguimiento permite generar.

Características Solar Log:

Tamaño de planta

El Solar-Log 2000 es un sistema de monitorización y control ideal para grandes instalaciones FV y estaciones de energía solar. El nuevo modelo superior de la gama, de óptimo rendimiento, puede monitorizar un tamaño máximo de planta de 2000 kWp y hasta 100 inversores. Con su tecnología de interconexión de red master/slave, un total de 10 Solar-Log 2000 se pueden conectar juntos en una planta. Esto aumenta considerablemente el tamaño máximo posible de una planta.

Funciones

Autoconsumo

El Solar-Log 2000 ofrece la opción de medir la cantidad de potencia autoproducida consumida y presentarlo gráficamente a través de la Solar-Log™ WEB "Commercial Edition". Un contador eléctrico adicional sirve como contador del consumo

Función de alarma Solar-Log 2000
Ésto proporciona a su planta con protección antirrobo y una alarma externa contra ladrones y vándalos.

Opciones de Pantalla

TFT-Touch-Display y acceso al Solar-Log™

El Solar-Log™ se puede operar desde un ordenador con un navegador web o directamente a través de la TFT-Touch-Display del aparato. Los informes de la gráfica de los datos de rendimiento se visualizan en el color de La pantalla TFT-Touch-Display y a través del navegador web. Es posible el acceso remoto con la Solar-Log™ WEB "Commercial Edition".

Conexiones

Inversores

Número de inversores/ aparatos: sólo uno por bus, máximo total 100 inversores/aparatos, tamaño máximo de planta 2.000 kWp

Interfaces

"Las interfaces se pueden usar para conectar inversores (hasta dos fabricantes diferentes) y accesorios como Utility Meter, Pyranometer y SCBs. El Solar-Log 2000 Standard y Solar-Log 2000 PM+ tienen dos interfaces RS485/RS422 y una interfaz RS485. El Solar-Log 2000 GPRS y Solar-Log 2000 PM+/GPRS tienen una interfaz RS485/RS422 y una RS485."

Se adjunta información en "Anexo 1" del presente informe

4. Observación 4.

La documentación técnica entregada de la planta solar fotovoltaica entregada en el anexo y elaborada por Kraftwerk SERC solo informa respecto de 522 módulos fotovoltaicos de 260 Wp y 6 inversores de 20 kWe. El documento no incorpora el aumento de la potencia de 135,72 kWp a 142,48 kWp en la que se sumaron 26 módulos fotovoltaicos de 260 Wp y un inversor de 7,5 kWe. Al respecto se solicita actualizar el documento e incorporar las modificaciones que dan cuenta de este aumento de potencia.

4.1. Datos generales del proyecto

Anuncio informativo de la integración de un equipo generador ERNC como instalación interior en sistema eléctrico del solicitante:

Al fin de bajar su consumo eléctrico el propietario de la conexión participó con éxito en la convocatoria nacional de la Fundación para la Innovación Agraria (FIA): PROYECTOS DE INVERSIÓN PARA LA INNOVACIÓN - CONVOCATORIA NACIONAL TEMÁTICA 2014

La documentación presente tiene como objetivo de demostrar que se cumple con la normativa vigente de Chile para instalaciones de generación de cogeneración.

Nombre del proyecto:

PLANTA FOTOVOLTAICA PARA EMPRESAS DE ELABORACIÓN Y CONSERVACIÓN AGRICOLA (nombrado aquí **PFEECA**)

Identificación del ejecutor:

Ejecutor	
Nombre	SOCIEDAD PRESTACIÓN SERVICIOS DE FRIO LIMITADA
Giro	Elaboración y conservación de frutas, legumbres y hortalizas
Rut	
Representante Legal	Raúl Guillermo Narváez González

Identificación del Proveedor de Tecnología y/o Servicios Energéticos:

Proveedor de Tecnología y/o Servicios Energéticos	
Nombre	KRAFTWERK SERC LTDA.
Giro	Servicios de Ingeniería y Asesorías / Venta de Maquinaria y Equipos
Rut	
Representante Legal	Karsten Henry Schulte



Características principales del proyecto:

Energía Primaria	Solar
Tipo de energía generada (eléctrica, térmica)	Eléctrica
Medio de generación	Fotovoltaica
Capacidad a Instalar (Indicar potencia en kW)	142,48 kWp
Estimación de generación anual de energía (kWh/año)	230.400 kWh/año (aproximación)
Venta de excedentes de energía total generada	(SI/NO) NO -100 % autoconsumo

Equipo generador de autoconsumo – objetivos del proyecto:

El objetivo general del proyecto consiste en mitigar el consumo energético de una planta de frío a través del diseño, implementación y puesta en servicio de una planta fotovoltaica en instalaciones interiores para la elaboración y conservación agrícola. La mayoría de las plantas de autoconsumo muestran efectos positivos en la red. El sistema inversor de una planta fotovoltaico puede incluso aportar a la estabilidad de la red (en caso necesario) de distribución, estabilidad de voltaje mediante la energía reactiva o control de sobre frecuencia, aportan levemente a la potencia corto circuito y son ajustables a los requerimientos técnicos de las normativas. La intención del Postulante es demostrar que la ejecución y puesta en servicio de un proyecto de esta índole permite bajar considerable el consumo de la red sin la necesidad efectuar inyección en la misma. Los efectos a la red de distribución son casi nulos, los efectos positivos en términos de capacidad de la red de media tensión son positivos.

4.2. Documentación técnica

4.2.1. Antecedentes técnicos

- (1) NORMA TÉCNICA DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN DE EQUIPAMIENTO DE GENERACIÓN EN BAJA TENSIÓN (y reglamentos relacionados)
 - a. RGR N° 01/2014
 - b. RGR N° 02/2014
- (2) Decreto N° 71, del 4 de Junio 2014, del Ministerio de Energía
- (3) NCH-4-2003

4.2.2. Memoria explicativa y datos técnicos de los dispositivos

La memoria explicativa provee una descripción del sistema conectado a la red, donde se deberá indicar los datos técnicos y funcionamiento de la generadora destacando las partes más importantes del sistema e indicando además, el criterio con el cuál fue elaborado el proyecto, dando a conocer el lugar geográfico donde se va a realizar el proyecto, los tipos de generadoras a utilizar, incorporando los certificados o, eventualmente, las autorizaciones requeridos en la normativa vigente.

El proyecto es la conexión de una instalación fotovoltaica en Curicó en las instalaciones del frigorífico FRUNAR. La ubicación exacta de la instalación fotovoltaica (campo azul) es sobre un techo con la ubicación geográfica de SUR 35°01'02.70" y ESTE 71°13'12.50".



Imagen 1; Tejado FRUNAR

La instalación fotovoltaica se conecta como sistema de cogeneración según la Normativa NCH-4-2003 artículo 14.6 en concepto una instalación interna de la planta industrial.



Imagen 2; Obra finalizada FRUNAR

4.2.3. Funcionamiento en paralelo con la red

La **PFEECA** contará con todo el equipamiento y las protecciones necesarias para un adecuado funcionamiento, tanto desde el punto de vista técnico como el de Seguridad, sean éstos los del propio sistema de cogeneración como los de la red a la cual se va a conectar. Esta documentación considera la normativa NCH-4-2003 e adicionalmente la nueva normativa **NORMA TÉCNICA DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN DE EQUIPAMIENTO DE GENERACIÓN EN BAJA TENSIÓN**.
 Sigue una ficha técnica general del proyecto:

Potencia nominal total (DC)	142,48 kWp	
Módulos PV	540 x 260 Wp, Suntech Power, STP260-20/ Wem 8 x 260 Wp, Jinko JKM 260P-60	6 x HUAWEI SUN2000-20KTL 87 x 260 Wp por inversor 1 x ABB Trio 8.5 26 x 260 Wp por inversor
Inversores		

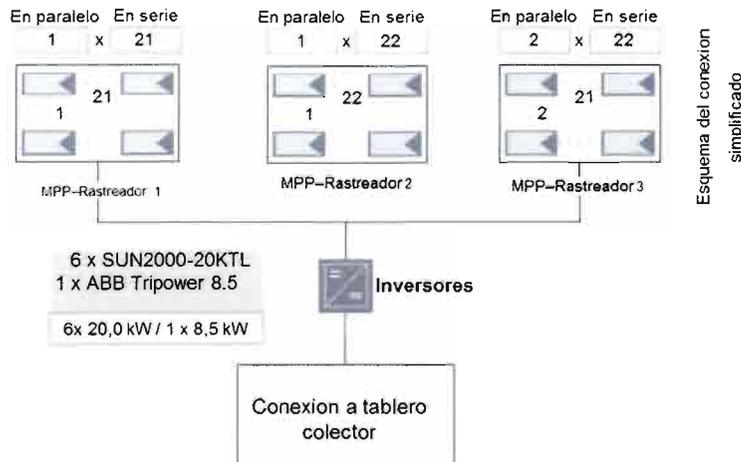


Imagen 3; Esquema simplificado del proyecto

La instalación consiste del generador fotovoltaico en corriente continua CC, los módulos son conectados en serie y conectados sobre cables de string cuales se conectan en paralelo a las entradas en CC de los inversores. Los inversores hacen la conversión a la corriente alterna trifásica de la red donde inyectan su corriente. Los inversores solo funcionan e inyectan corriente si los valores de voltaje y de frecuencia están en el rango que establece la normativa vigente, cuentan con una protección de red y protección interna con función diferencial para dar seguridad al personal operativo.

Como proceso formal de declaración antes la SEC, la **PFEECA** se incluye a las instalaciones internas de FRUNAR con la declaración TE 1. Se deja registrado en los planos y memorias del proyecto las características de equipamiento de conexión.

4.2.4. Periodo de operación del sistema

13.07.2015 – 31.07.2035 (20 años desde la puesta en servicio del sistema)

4.2.5. Horario de conexión del sistema

Conectado durante todo el periodo de operación del sistema, excepto si los parámetros de la red, los rangos de frecuencia y tensión exceden los límites permitidos en el punto de conexión de la planta.

4.2.6. Horario de operación del sistema

Horas de salida y puesta de sol, según locación exacta de la **PFEECA** y el día del año. **Zona geográfica 2** según definición en **NORMA TÉCNICA DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN DE EQUIPAMIENTO DE GENERACIÓN EN BAJA TENSIÓN**:

Tabla 1: Horas de salida y puesta de sol

Zona Geográfica:	Hora Salida	Hora Puesta
1: Regiones de: Arica y Parinacota, de Tarapacá y de Antofagasta	07:00	20:30
2: Regiones de: Atacama, de Coquimbo, de Valparaíso, Metropolitana, del Libertador Bernardo O'Higgins, del Maule, del Biobío, de la Araucanía, de los Ríos y de los Lagos	06:30	21:30
3: Regiones de: Aysén y de Magallanes y Antártica Chilena	05:30	22:00
4: Provincia de Isla de Pascua	07:30	21:00

Imagen 4: Zona geográfica del proyecto

4.2.7. Tiempo máximo de permanencia en paralelo en caso de operación en isla

El tiempo de apertura del interruptor integrado es < 100 ms. Este valor es vigente antes de fallas en la red y en caso que se exceden los parámetros de los rangos de frecuencia y tensión de los valores establecidos en la normativa vigente para redes de baja tensión.

4.2.8. Equipos de control y medidas integrados en el sistema generador

Un medidor bidireccional está instalado en el empalme de la red, los inversores cuentan con analizador de red interno (RI interno). En conjunto cumplen con los siguientes criterios establecidos en la NCH-4-2003:

- Voltímetros que midan simultáneamente las tensiones de red y de fuente
→ (RI Interno de inversores HUAWAI SUN-2000)
- Frecuencímetros que midan simultáneamente las frecuencias de red y de fuente
→ (RI Interno de inversores HUAWAI SUN-2000)
- Medidor del factor de potencia del consumo
→ (Medidor bidireccional existente en el empalme)



- Luz de indicación de sincronización a la red → (Pantalla Solar-Log™, Acceso remoto a monitoreo Solar-Log™, luz de indicación en el tablero de inversores, e pantalla del inversor HUAWEI SUN-2000)

4.2.9. Tableros

Las especificaciones eléctricas se definen en los planos eléctricos y específicamente en los planos de tableros de conexión. El tablero cuenta con un cartel que avisa peligro de corriente y la barra de cobre está protegido con un revestimiento aislante. El tablero cuenta adicionalmente con un descargador de tensión del tipo 2 como lo exige la nueva normativa en su reglamento RGR-02 (Ref.-1).

Los componentes consisten de los siguientes elementos:

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD
1	TABLERO DE DISTRIBUCION ELECTRICA (SEGUN DETALLE CLIENTE).	UNIDAD	1
ELEMENTOS EXTERIORES			
1.1	Caja metalica RAL 7032 (1000x800x300 m/m IP66).	UNIDAD	1
1.2	Luz Piloto rojo presencia (220 VAC).	UNIDAD	3
ELEMENTOS INTERIORES			
1.3	Interruptor moldeado 3X250A 36KA	UNIDAD	1
1.4	Interruptor termomagnetico 3x40A 10KA	UNIDAD	6
1.5	Repartidor tetrapolar pretina 20x5m/m	UNIDAD	2
1.6	Fusibles 2A.	UNIDAD	3
1.7	Portafusibles 10x38 m/m.	UNIDAD	3
1.8	Puerta interior	UNIDAD	1
1.9	Riel din simetrico.	UNIDAD	1
1.10	Barra de tierra. 20x5m/m	UNIDAD	1
1.11	Placa de montaje.	UNIDAD	1
1.12	Borne tipo viking legrand.	GL	1
1.13	Insumos varios.	GL	1
1.14	Embalaje de madera.	UNIDAD	1
DOCUMENTACION			
1.15	Diagrama trifilar electrico	UNIDAD	1
1.16	Diagrama de vista general	UNIDAD	1

4.2.10. Cables

Cables CA

Los alimentadores Generales y de Distribución, son ejecutados en conductores de cubierta PVC, se emplean cables monopolares tipo THW (COVISA NYY) – 70 mm² entre el tablero de conexión y el tablero de los inversores, y de 5 polos (neutro y tierra) tipo NYY – 6 mm² entre el tablero de los inversores y los inversores individuales. Los alimentadores y circuitos son colocados en canaletas abiertas o ventiladas. Todos los conductores están marcados de acuerdo al código de colores indicado en las normas SEC y que a continuación se indica:

- Línea 1 : Azul - R
- Línea 2 : Negro S
- Línea 3 : Rojo T

- Neutro : Blanco Ts
- Tierra : Verde Tp

Cuando los alimentadores, sean de un mismo color (negro), deberán marcarse las fases en los extremos con huinchas de colores plásticas de vinilo.

Más información de los cables empleados se encuentra en la memoria de los cálculos de conductores.

4.2.11. Tuberías de cables

Las canalizaciones de los conductores de corriente continua sobre el techo serán en cañería de acero galvanizado, los cables de polos positivos y negativos se lleva por separado hacia los inversores. Se usa tuberías y canaletas para el uso eléctrico y se utilizarán de acero galvanizado (interior y exterior), del tipo denominados semipesados, según normas NEC Art.348, o normas IEC en los sectores indicados por cuadros de carga. Los conductos se doblarán con curvadora hidráulica, respetándose los radios mínimos indicados en "National Electrical Code" (NEC). Todas las curvas deben estar libres de hendiduras y el diámetro interno del conducto no debe ser efectivamente reducido.

4.2.12. Módulos fotovoltaicos

Se usara 522 modulos fotovoltaicos del tipo **STP260-20/ Wem** de la proveedora Suntech.

Modelo: STP260 - 20/Wem

ITEM	GENERALES	
1	Individualización del producto (marca – modelo)	Marca: Suntech Power Modelo: STP260 - 20/Wem
2	País de Fabricación / Identificación de la fábrica	Wuxi Suntech Power Co., Ltd. 9 Xinhua Road, New District, 214028 Wuxi, China
3	Potencia Máxima	260 Wp
4	Rendimiento en %	16.0 %
5	Voltaje en el punto de máxima potencia (Vmp)	30,9 V
6	Corriente de corto circuito (Isc)	8,89 A
7	Número de células y conexiones	60 (6 x 10)
8	Peso del módulo en kg	18.2 kg
9	Dimensiones en mm	1640 x 992 x 35 mm
	CERTIFICADOS	IEC 61215 (VDE) IEC 61730 (VDE)

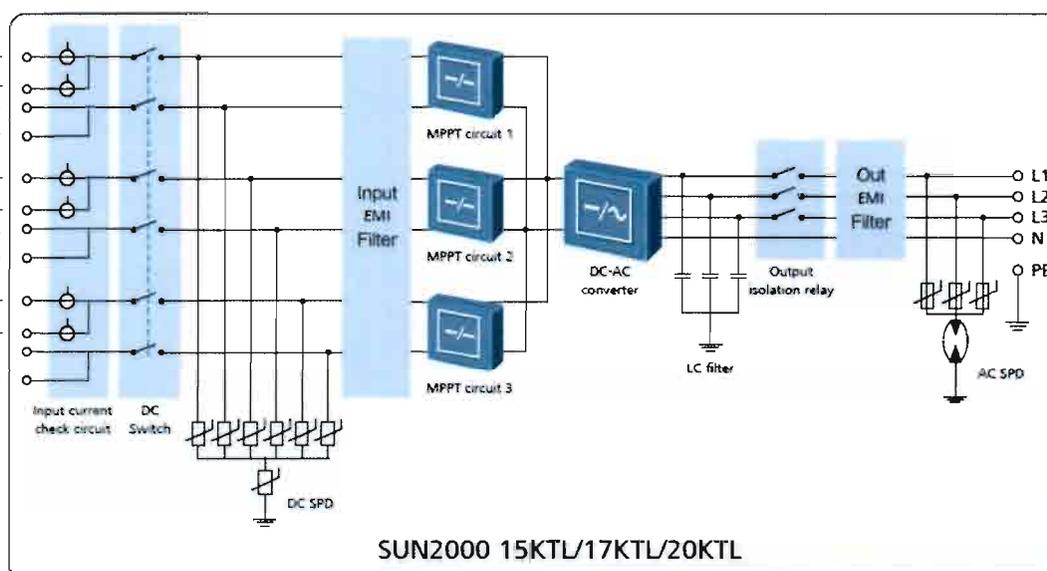
Imagen 1 Características principales de los módulos

4.2.13. Equipos Inversores

Serán utilizados inversores del fabricante Huawei. En la documentación C-02, A-02 y A-03 se describe las características técnicas de los inversores. Se utilizan 6 modelos del tipo SUN2000 20KTL que cuentan con siguientes funciones de control de red:

- $\cos \varphi = \pm 0,95$ - diferentes opciones de control de potencia reactiva
- Supervisión de aislamiento de los arrays o strings de los módulos en serie
- Protección interna y de red (RCMU), con protección diferencial

- Protección de sobretensión en cada entrada de string en el lado CD
- Interruptor principal en el lado CD
- Protección de sobretensión en el lado CA
- Protección de Isla en caso de caídas de tensión en la red
- Protección de sobre corriente
- Inyección de energía solamente dentro de los límites ajustables de tensión y frecuencia



4.2.14. Planos

Según el requerimiento RGR N° 01/2014 se entrega un plano unilineal simplificado de la unidad de generación fotovoltaica. Ver en la documentación:

- Planos unifilares generales del proyecto
- Plano unifilar del tablero de inversores
- Plano de conexión de cables de STRING de los módulos fotovoltaicos

4.2.15. Dimensionamiento de estructuras

La estructura de montaje de inversores va atornillado con pernos en 3 puntos sobre una estructura de 2 perfiles de 60x40 mm de un grosor de 2 mm que están fijados en la estructura general del edificio. El largo de la estructura es de 5800 mm y tiene varias conexiones de refuerzo estructurales, esto para dar un margen de seguridad suficiente para resistir las fuerzas que le puede afectar a la estructura. El peso de los inversores sobre esta estructura es de 300 kg.



4.2.16. Cálculo de conductores, secciones y canalización

El presente informe tiene por objetivo presentar el cálculo de conductores, secciones, regulaciones de tensión y canalización según Norma Eléctrica Chilena 4/2003.

Se considera los efectos de los elementos que inyectan corriente en el sistema de fuerza existente, que consiste de un alto grado de ocupación.

CANTIDAD DE CONDUCTORES POR CONDUIT:

Los conductores de corriente alterna se instalan en aire y canales de cables abiertas con una separación entre las fases de 2 x el diámetro del conductor para asegurar una adecuada ventilación de los cables.

Para conducir los cables de corriente continua se separa los polos positivos y polos negativos y se instala en conduits metálicos protegidos contra influencias externas previstas, tales como viento, formación de hielo, temperaturas extremas y radiación solar.

A continuación se muestra la justificación:

1) Inversor a tablero de Inversores:

Sección nominal (mm ²)	Diámetro exterior (mm)
6	5,6

Imagen 1 Diámetros exteriores de los conductores CC

a. Área total del conductor

Para el conductor de mayor diámetro el área total de su sección es:

$$A_{\text{conductor}} = \pi \times R^2 = \pi \times 2,8^2 = 24,63 \text{ mm}^2$$

b. Área total del conduit metálico

El conduit metálico es de un tamaño de 150 x 150 mm, equivalente a 46,4 mm. Por lo tanto, su área interior es:

$$A_{\text{conduit}} = l \times a = 150 \times 150 \text{ mm} = 22500 \text{ mm}^2$$

Ahora bien, dado que por cada uno de los 6 inversores hay 4 String, entonces van 24 cables por cada polo hasta los inversores. El área que ocupan éstos dentro del conduit es:

$$A_{\text{Total_conductores}} = 24 \times A_{\text{conductor}} = 591,12 \text{ mm}^2$$

Luego, la razón porcentual de área ocupada por los conductores dentro del conduit es:

$$\text{Razón \%} = \frac{A_{\text{Total_conductores}}}{A_{\text{conduit}}} = \frac{591,12}{22500} = 2,6 \%$$

El cálculo demuestra que hay lo suficiente espacio libre en los conduits de corriente continua para cumplir con las normativas (Ref.1,2).

4.2.17. Corrientes de conductores en Corriente continua

Los conductores en corriente continua, denominados STRING, consisten de un polo positivo y negativo no aterrizado. Aquí se investiga los STRING más largos por la caída de tensión y la sección de cable de cada STRING por la máxima corriente que puede ocurrir.

La corriente que circula por cada circuito DC es de 8,42 A (corriente operativa del módulo fotovoltaico STP260-20/Wem), lo cual está bajo las intensidades de corriente máximas admitidas por el conductor eléctrico. La intensidad máxima admisible para conductores enterrados bajo tubo a 60°C es de 34,79 A, para el conductor de 6 mm² de diámetro.

CC String 6/1	String de módulos fotovoltaicos (tramo más largo)			
CC String 6/1	Tipo conductor elegido	SOLAR PV1-F		
CC String 6/1	conductividad conductor	kappa	56	m/OHM*mm ²
CC String 6/2	resistividad del conductor	R_CC-St-1	2,39	OHM/km
CC String 6/1	Proveedor/fabricante del cable	KBE		
CC String 6/1	Sección conductor		6	mm ²
CC String 6/1	Amperaje permitido	I_thcable	70	A
CC String 6/1	Voltaje Modulo	V_M-opt	30,9	V
CC String 6/1	Voltaje Minima SRING	V_min-str	600	V
CC String 6/1	Amperaje en temperatura ambiente (referencial)	T_a	60	°C
CC String 6/1	longitud del tramo	L_tf_CC-1	160	m
CC String 6/1	Temperatura de Servicio del cable	T_sv	90	°C
CC String 6/1	Numero de modulos por String	N_M-St	22	
CC tramo (mas largo)	corriente String	I_St	8,89	
CA tramo 2	Amperaje admisible del cable elegido	I_adm-cl	34,79	A
CC tramo (mas largo)	Caida tension	dV	6,80	V
CC tramo (mas largo)	Caida tension %	V_drop-CC-%	1,13%	V

$$I_{adm} = I_{th-cab} \times N_{Sis} \times f_T \times f_n$$

$$dV = \frac{2 \times l \times I}{\chi \times q}$$

$$dV\% = \frac{dV}{V_{CCmin}}$$

Tabla 4 Cálculo del cable de String en corriente continua

4.2.18. Corrientes de conductores en Corriente Alterna

Los sectores consisten siguientes tramos en corriente alterna:

1. De Inversores individuales a tablero de Inversores
2. Del tablero de inversores a tablero de conexión
3. De tablero de conexión a transformador de media tensión
4. Transformador de media tensión a empalme en media tensión



Corriente de alimentadores (se calcula los valores entre fase y neutro)

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\phi} \quad I_{FN} = \frac{P_F}{V \cdot \cos\phi}$$

Donde,

I_nom : Corriente máxima de salida de Inversores

P : Potencia de los consumos en conjunto

V : Voltaje de red Fase-Fase (380V)

V_f-N : Voltaje de red Fase-Neutro (220V)

Cos ϕ : Factor de potencia de la carga

En este caso la corriente máxima está limitado por la corriente máxima de salida de los inversores, estos valores ocurren solamente durante corto tiempo durante un día. Los inversores no emiten una corriente mayor que figurado en su hoja de datos.

$$I_{maxInv} = \sum^n I_{maxInv(1,2,3,n)}$$

La sección se determina a partir de la definición de la Corriente Admisible del cable (I_{adm-cl}), que deberá ser capaz de transportar la corriente máxima $I_{max-Inv}$, según las características y exigencias del medio que se utilizara. Los valores de estos factores están determinados en la NCH Elec. 4/2003, en capítulo 8.

$$I_{adm} = I_{th-cab} \times N_{sis} \times f_T \times f_n$$

Donde,

I_{adm} : Corriente Admisible Teórica, en A

N_{sis} : Número de conductores

I_{th} : Capacidad de Transporte del Conductor en A (ver tablas)

f_n : Factor de corrección por número de Conductores

f_t : Factor de corrección por Temperatura

1) De Inversores individuales a tablero de Inversores

Consiste en 6 sistemas trifásicos individuales que salen con un cable de 3 fases, neutro y cable de tierra del inversor al Tablero de Inversores. Se emplea un cable con 5-polar de 6 mm². Aquí se calcula como referencia solo el tramo del Inversor 6.

CA tramo 1	De Inversores individuales a tablero de Inversores
------------	--

Datos generales del conductor:

CA tramo 1	Sección conductor	-	6	mm ₂
CA tramo 1	conductividad conductor	kappa	56	m/OHM*mm ²
CA tramo 1	Amperaje permitido	I _{th-cab}	43	A
CA tramo 1	Temperatura de ambiente *(datos de temp. amb. referenciales)	T _a	35	°C
CA tramo 1	Temperatura de Servicio del cable	T _{sv}	70	°C

Cálculos de la corriente permitida:

CA tramo 1	Amperaje admisible del cable elegido	I _{adm-cl}	40,42	A
CA tramo 1	Maxima corriente de salida inversores	I _{1f_Inv}	32,0	A
CA tramo 1	Amperaje minima segun RGR02/11.10	I _{min}	40	A

La corriente máxima que circula por el circuito AC, es de 32 A, lo cual está bajo la intensidad máxima de corriente admitida con 40,42 A, también se cumple con el requerimiento de la RGR-02(11.10) que demanda un sobre dimensionado térmico del cable de 25%.

2) Del tablero de inversores a tablero de conexión

Un sistema de dos conductores de 70 mm² conecta el tablero de inversores y el tablero de conexión que pertenece a las instalaciones existentes. Los cables están colocados en aire.

CA tramo 2	De tablero de inversores a tablero de conexión			
CA tramo 2	Tipo conductor elegido	CS serie		
CA tramo 2	Proveedor/fabricante del cable	COVISA		
CA tramo 2	Sección conductor		70	mm ₂
CA tramo 2	conductividad conductor	kappa	56	m/OHM*mm ²
CA tramo 2	Amperaje permitido	I _{th-cab}	265	A
CA tramo 2	Temperatura de ambiente *(datos de temp. amb. referenciales)	T _a	35	°C
CA tramo 2	Temperatura de Servicio del cable	T _{sv}	70	°C

Cálculos de la corriente permitida:

CA tramo 3	Numero de conductores por tubo	N_cab	3	
CA tramo 3	factor de coreccion de temperatura	f_temp	0,94	
CA tramo 3	factor de por cantidad de conductos en paralelo	f_n	1,00	
CA tramo 3	Amperaje admisible del cable elegido	I_adm-cl	249,10	A
CA tramo 3	Maxima corriente de salida inversores	I_1f_Inv	195,7	
CA tramo 3	Amperaje minima segun RGR02/11.10	I_min	244,625	A
CA tramo 3	Caida tension	dV	1,25	V
CA tramo 3	Caida tension %	V_drop-AC-%	0,33%	(380 V)

La intensidad de corriente del conjunto de los inversores queda debajo el valor de la intensidad máxima admisible.

3) Del tablero de conexión a transformador de media tensión

Del tablero de conexión salen dos conductores de 120 mm² por fase que se conectan a una distancia de aprox. 60 metros hacia el transformador de media tensión de 0,4/13,2 kV

CA tramo 3	Sección conductor	-	120	mm ²
CA tramo 3	conductividad conductor	kappa	56	m/OHM*mm ²
CA tramo 3	Amperaje permitido	I_th-cab	280	A
CA tramo 3	Temperatura de ambiente *(datos de temp. amb. referenciales)	T_a	35	°C
CA tramo 3	Temperatura de Servicio del cable	T_sv	70	°C
CA tramo 3	longitud del tramo	L_tf-2	300	m
CA tramo 3	temperatura max ambiente	T_amb-max	40	°C
CA tramo 3	Numero de conductores por fase	N_Sis	2	
CA tramo 3	Numero de conductores por tubo	N_cab	7	

Cálculos de la corriente permitida:

CA tramo 3	factor de coreccion de temperatura	f_temp	0,94	
CA tramo 3	factor de por cantidad de conductos en paralelo	f_n	0,70	
CA tramo 3	Amperaje admisible del cable elegido	I_adm-cl	368,48	A
CA tramo 3	Maxima corriente de salida inversores	I_1f_Inv	193,5	
CA tramo 3	Amperaje minima segun RGR02/11.10	I_min	241,875	A

La intensidad de corriente del conjunto de los inversores queda debajo el valor de la intensidad máxima admisible.

4.2.19. Cálculos de caída de tensión

CORRIENTE CONTINUA

Una vez elegido el calibre de los cables de String se debe verificar la caída de tensión que deberá tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior de 1,5 % de la suma de voltajes de operación óptimos de módulos V_{mP} en un String. En Tabla 4 se encuentra el cálculo de caída de tensión de los cables de String empleados.

La fórmula usada es:

$$V_{drop_DC} = \frac{2 \times I_{nom}(A) \times V_{drop_cond} \left(\frac{V}{A \times km} \right) \times L(m)}{1000} < \sum V_{MP}(String) \times 0,015$$

Donde

- 2 l : Largo de cable
- dV[%]: Caída de Voltaje [%]
- V_{mP} : Suma de Voltajes MPP de módulos en serie [V]
- i: Corriente máxima que circula por conductor [A]
- Rc: Resistencia de cable

CORRIENTE ALTERNA

Los conductores del lado de CA de la unidad de generación deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión entre el punto de conexión a la red y la unidad de generación sea inferior del 3%.

La fórmula usada es:

$$dV\% = l \times \frac{i \cdot (R_c \cdot \cos \phi + X_c \cdot \sen \phi)}{V} \times 100 < 0,03 \times V_{FF}$$

Donde

- L : Largo del conductor
- dV[%] : Caída de Voltaje [%]
- V_{FF} : Voltaje trifásico entre fases [V]



- I : Corriente máxima que circula por conductor [A]
- R_c : Resistencia de cable
- X_c : Reactancia de cable

4.2.20. Resumen de caída de tensión en conductores en ca

La siguiente tabla muestra cuadro de resumen de los conductores del sistema fotovoltaico y los relacionados hasta el punto de conexión. Los resultados demuestran que la caída de tensión entre inversores y punto de conexión queda mucho por debajo de 3 % si se considera la transferencia de la plena potencia.

Résumen de conductores CA

N° Tramo CA	Desde	Hasta°	Conductores por fase N°	I _{adm-cl}	I _{ff}	dV	V _{dro p-AC-%}	Tipo de cable	Secc. (mm ²)	Largo (m)
a	Inversor 1	Tablero de Inversores	1	40,42	32	143 V	0,38%		10	15
b	Inversor 2	Tablero de Inversores	1	40,42	32	143 V	0,38%		10	15
c	Inversor 3	Tablero de Inversores	1	40,42	32	143 V	0,38%		10	15
d	Inversor 4	Tablero de Inversores	1	40,42	32	143 V	0,38%		10	15
e	Inversor 5	Tablero de Inversores	1	40,42	32	143 V	0,38%		10	15
f	Inversor 6	Tablero de Inversores	1	40,42	32	143 V	0,38%		10	15
2	Tablero de Inversores	Tablero de Conexión	1	249,10	193,5	165 V	0,43%		70	20
3	Tablero de Conexión	Transformador de media Tensión	2	368,48	193,5	157 V	0,41%		120	65

4.2.21. Cálculos, coordinación y selectividad de protecciones

4.2.21.1. Relé de potencia inversa

La solución técnica que implementara para restringir la inyección de potencia en la red de distribución de CEC Ltda. El relé de potencia inversa (NCH-4-2003 Ref. 14.6.4 – 14.6.6) de alta sensibilidad tiene la función de prevenir la energización de la red por la fuente de cogeneración. En caso que el control F6 (Cooper Power S280-70-21) detecta un flujo de potencia inversa en el empalme abre el reconectador (Cooper Power S280-40-2). Mediante una función de monitoreo de potencia direccional. Las curvas de protección para el empalme, como valores de frecuencia, voltaje y sobre corriente define la empresa distribuidora. El protocolo de pruebas de los ajustes se anexa en la documentación técnica.

4.2.21.2. Dimensionado de Protecciones en el tablero general

fotovoltaico

De acuerdo a lo indicado por la Norma Chilena 4/2003, en lo referente a Protecciones Eléctricas, punto 7.1.2., los alimentadores se deberán proteger tanto a la sobrecarga como al cortocircuito, con las protecciones adecuadas.

El interruptor principal de tipo moldeado de la marca japonés Mitsubishi es de tipo termo - magnético de tres polos de 250 A y ajustado a 200A. Para la determinación de las curvas de respuestas de las protecciones terminales y principales de los tableros de distribución, se utilizó el siguiente criterio:

Circuitos de Fuerza en general: Curva C

La salida AC del Inversor en CA cuenta con una corriente alterna de 32 A. Los interruptores automáticos de las entradas desde los inversores al tablero serán de la marca alemana SURSUM de 40 A. Un interruptor principal de 250 A para poder apagar toda la instalación en una maniobra, y un descargador de sobretensión de acuerdo al reglamento RGR-02 del tipo 2 de la marca DEHN. Adicionalmente cada tablero tiene su puesta a tierra según lo establece la Norma Chilena 4/2003 (Ref. 1,3).

4.2.21.3. Sistema protección interna y de red (RI) de los inversores

El sistema de protección interna y de red del inversor esta diseñado para actuar como protección independiente y redundante de red según la normativa alemana DIN-VDE 0124-100. Esta normativa es parte de los criterios de la SEC para que el equipo inversor recibe la certificación y cumpla con las exigencias de integración en la red según la normativas Chilenas [1,2] de equipos generadores ERNC.

Esquema de los protecciones internas del inversor:

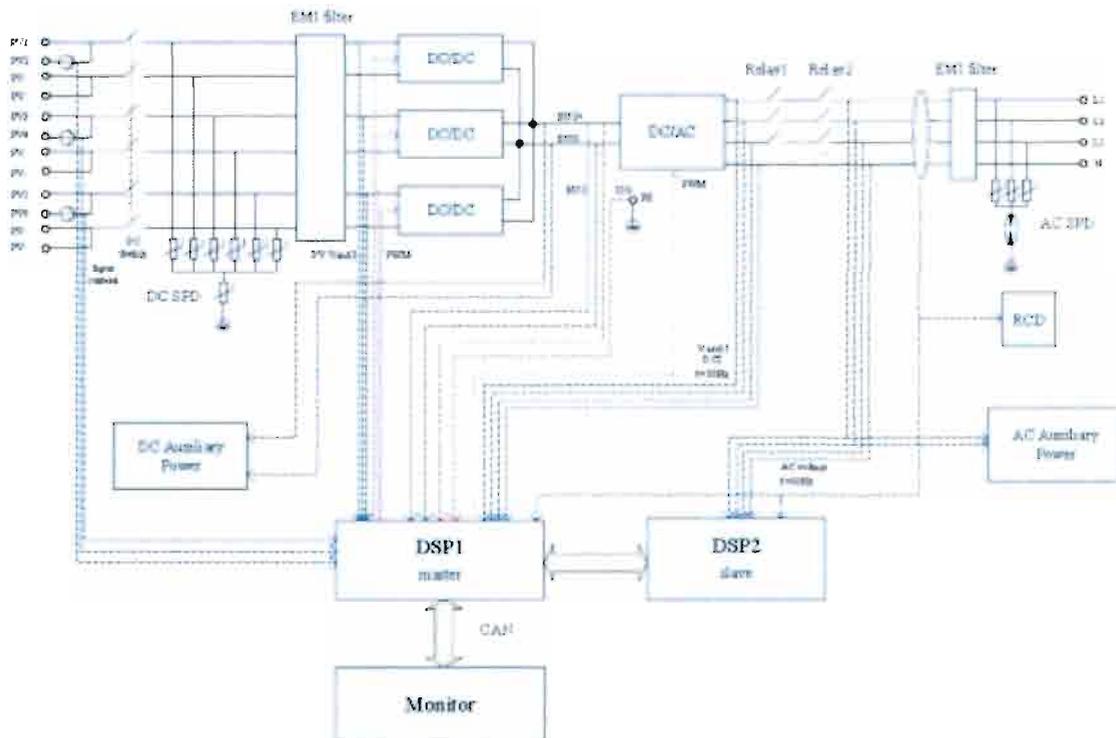


Imagen 2 Esquemático de unidad generadora ()

Según los requerimientos establecidos en la normativa chilena en [Ref. 1 y 3], se toma como referencia de potencial las tensiones de fases y el neutro. El sistema de protección interno de los inversores cuenta con los siguientes ajustes conforme con la normativa:

Ajustes de protecciones	Funciones	Valor de ajuste	Valor nominal	Valor de ajuste	Tiempo de reacción
Ajustes para desconexión	Protección contra caída de frecuencia		50 Hz	47,5 Hz	100 ms
	Protección de sobre frecuencia		50 Hz	51,5 Hz	100 ms
	Protección contra caídas de tensión U <	,80 Un	220 V	176 V	100 ms
	Protección contra caídas de tensión U <<	,80 Un	220 V	176 V	100 ms
	Protección contra sobretensiones (10 min) U >	1,10 Un	220 V	242 V	100 ms
	Protección contra sobretensiones breves U >>	1,15 Un	220 V	253 V	100 ms
Ajustes para conexión y reconexión	Tiempo de reconexión para interrupciones breves				5 s
	Limite inferior de tensión	0,85 Un	220 V	187 V	≥ 60 s
	Limite superior de tensión	1,10 Un	220 V	242 V	≥ 60 s
	Limite inferior de frecuencia		50 Hz	47,5 Hz	≥ 60 s
	Limite superior de frecuencia		50 Hz	50,2 Hz	≥ 60 s

Tabla 5 Ajustes de Protección RI

Los inversores que se emplean cuentan con una protección integrada de corriente diferencial sensible a la corriente de falla a tierra.

El sistema RCMU monitorea tanto el lado de corriente alterna (CA) como fallas en el lado de corriente continua (CC). El funcionamiento RCMU integrado está certificado con pruebas de la auditoría de acuerdo con VDE 0126 1-1 y IEC / EN 62109 – 2, luego certificada según la normativa chilena por la SEC con su certificado que se encuentra en la documentación técnica. Para este propósito, el inversor cuenta internamente con dos interruptores independientes en serie.

4.2.21.4. Sistema Anti Isla

Aquí se da para un mejor entendimiento una explicación al respecto de la protección Anti-Isla del inversor que impide inyecciones de corriente en caso de que la red no sea energizada.

CONDICIÓN DE “ISLA”

Los inversores de funcionamiento paralelo a la red (inversores conectados a la red) funcionan como fuentes de corriente que alimentan la red eléctrica. El tipo empleado de inversores no puede alimentar la red eléctrica como fuente. Los inversores inyectan corriente en CA mientras persisten los valores establecidos de rango de voltaje y frecuencia. Si esta condición no está dado los inversores se desconectan al instante.

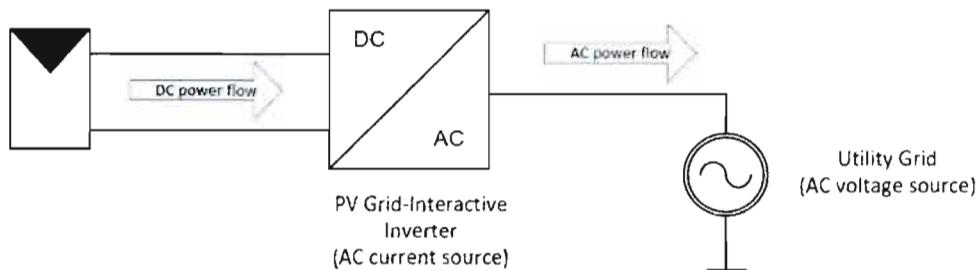


Imagen nº 1: Funcionamiento normal del inversor conectado a la red.

La condición de “isla” es una situación paralela a la red en la que el inversor sigue alimentando la red aunque ya no haya tensión de la red eléctrica.

En la IEC-62116 edición 1.0 2008-09, “isla” se define como:

Isla: Un estado en el que una parte de la red eléctrica pública, que contiene carga y la produce, sigue funcionando independientemente del resto de la red. La producción y las cargas pueden darse en cualquier combinación de propiedad del cliente y de propiedad de la red pública. La condición de “isla” existe cuando, debido a un fallo de la red o a una situación de carga concreta, la red presenta un comportamiento de carga resonante. En tal situación, aunque ya no hay voltaje de la red, la resonancia entre el componente L-C todavía mantiene el voltaje en el terminal de salida del inversor y, por lo tanto, es posible que el inversor no detecte la ausencia de voltaje de la red. En este caso, si la carga resistiva se ajusta a la potencia producida por el inversor, aún es posible el funcionamiento en paralelo y se crea la “condición de isla”. La condición de isla puede ser peligrosa principalmente por cuatro razones:

1. **Temas de seguridad:**
Si existe una condición de isla, los trabajadores de la red pública podrían encontrarse inesperadamente con cables cargados cuando esperarían que no hubiera tensión en la línea.
2. **Daños al equipo:**
En teoría podría dañarse el equipo del cliente si los parámetros de funcionamiento difieren mucho de la norma. En este caso, la red pública es la responsable del daño.
3. **Terminar el fallo:**
Volver a cerrar el circuito de una isla activa puede causar problemas en el equipo de la red pública, o provocar que los sistemas automáticos de cierre no detecten el problema.
4. **Daños al inversor:**
El doble cierre en la isla activa puede causar daños en los inversores.

NECESIDADES DE PROTECCIÓN ANTI-ISLA

Debido a las razones principales anteriores el inversor debe estar equipado con detección anti-isla y con mecanismo de protección para evitar la condición de isla.

DESCRIPCIÓN DE LA PROTECCIÓN ANTI-ISLA DEL INVERSOR HUAWEI SUN2000-20KTL

Independientemente de la norma de referencia que defina los requisitos de protección anti-isla, los inversores de **HUAWEI** considerados proporcionan el mismo mecanismo de detección que se describe a continuación. Dependiendo de la norma de referencia que defina los requisitos de protección anti-isla, el inversor de **HUAWEI** proporciona las características de protección (tiempo de detección, tiempo de desconexión) requeridos por la norma IEC-62116. La detección de la condición de isla se lleva a cabo observando la variación de frecuencia de la red respecto al tiempo.

El inversor “induce” la variación de frecuencia por una potencia reactiva capacitiva que se alimenta periódicamente a la red. El periodo en que se alimenta la potencia reactiva a la red define el tiempo de detección necesario. La cantidad de potencia reactiva suele estar en el margen del 3 al 5% de la potencia activa que el inversor está convirtiendo en este momento.

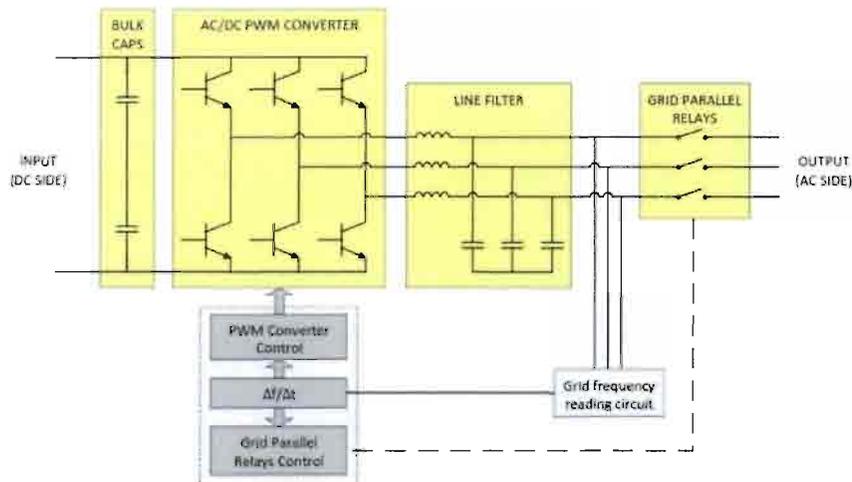


Imagen nº 4: Diagrama del inversor CA/CC y de bloques de circuitos lógicos relacionadas con la protección anti-isla.



Maximum plant size 2000 kWp

Optional Powermanagement
and cos phi control

Color TFT-Touch-Display and LCD-
Status-Display for displaying gra-
phics and operation

Monitor central inverters and SCBs



Options	Standard	PM+	GPRS	PM+/GPRS	Meter
	●	●	●	●	-
Article number	255592	255594	255593	255595	-

Solar-Log 2000

For solar power stations and large-scale PV plants

Functions

Self-consumption

The Solar-Log 2000 offers the option to measure the amount of self-produced power consumed and to present it graphically via the Solar-Log™ WEB “Commercial Edition”. An additional power meter serves as a consumption meter.

Solar-Log 2000 alarm function

This provides your plant with anti-theft protection and an external alarm against burglars and vandals.

Display Options

TFT-Touch-Display and access to Solar-Log™

The Solar-Log™ can be operated from a computer with a web browser or directly via the device's TFT-Touch-Display. The graphical reports of yield data are visualized on the color TFT-Touch-Display and via the web browser. Remote access is possible with the Solar-Log™ WEB “Commercial Edition”.

Connections

Inverters

A maximum of 100 inverters (just one manufacturer per bus), maximum plant size 2000 kWp.

Interfaces

The interfaces can be used to connect inverters (up to two different manufacturers) and accessories such as Utility Meter, Pyranometer and SCBs. The Solar-Log 2000 Standard and Solar-Log 2000 PM+ have two RS485/RS422 interfaces and one RS485 interface. The Solar-Log 2000 GPRS and Solar-Log 2000 PM+/GPRS have one RS485/RS422 and one RS485 interface.

Options

Solar-Log 2000 PM+ & Solar-Log™ Utility Meter

Combining the Solar-Log 2000 and Utility Meter simplifies implementation of the diverse requirements for powermanagement in Germany. The voltage-dependent reactive power control, Q(U) function, is accomplished by measuring the medium voltage with the Utility Meter. The combination of the Solar-Log 2000 and Utility Meter is also needed to send a confirmation of the current amount of feed-in power to the grid operator.

Solar-Log 2000 & PM-Package

For plants larger than 100 kWp, remote control of the reactive power supply and power limitations are required along with a confirmation of the current amount of feed-in power.

In practice, each grid operator stipulates its own signalization variant in the technical connection requirements (TAB). To fulfill the requirements from a particular grid operator, Solare Datensysteme offers a grid company specific PM-Package. This package includes hardware that is adjusted to a company's remote control technology and profile file.

String Connection Box (SCB) or String Monitoring Box (SMB)

When used with the Solar-Log™ WEB "Commercial Edition" and either the SCB or SMB, the Solar-Log 2000 monitors every single string, ensuring the most complete and secure monitoring for large-scale PV plants with exact error identification and localization.



Feed-in management - feed balance: The times when there was a grid feed and when electricity was purchased from the grid can be seen at a glance in this graph. Negative values indicate that electricity was purchased from the grid and positive values that there was grid feed.

Solar-Log 300, 1200 and 2000

Common features

Functions

Local monitoring

Local graphical reports via web browser.

LCD-Status-Display

Status display for installation and operations.

Smart Energy

Recording and presentation of self-consumption control and visualization of individual appliances for the optimization of self-consumption.

Feed-in management

Reduction of feed-in power with a dynamic allowance for self-consumption.

Display Options

Solar-Log™ WEB

The Solar-Log™ WEB "Commercial Edition" online portal expands the presentation and monitoring functions of the Solar-Log™ and offers comprehensive reporting options in the form of graphs and tables via the Internet.

Solar-Log™ APP

You can access your data and graphical reports at any time from anywhere in the world with the free Solar-Log™ APP.

Solar-Log™ Dashboard

The Dashboard is a feature of the Solar-Log™ WEB "Commercial Edition" that displays all important information for a plant such as yields, CO₂ savings and plant performance.

Solarfox® large and external display

A large external display used in combination with the Solar-Log™ can visually present live data from a PV plant. You can also add personalized advertisements. Large external displays can be connected via the RS485 or S₀ interface.

Connections

Inverters

The Solar-Log™ is compatible with inverters from all major manufacturers.

Sensors RS485

The sensors measure solar irradiation, temperature and wind speed. They can even be combined with some inverters on an RS485 bus.

Meter S₀-In or RS485

The meter can record your consumption data or serve as an inverter and measure the power from incompatible inverters. In addition, batteries can be visualized via meters.

RS485 or S₀-Out

Connect a large external display to gain an additional overview of the data.

Solar-Log™ USB connection and data export

A USB stick can be connected to manually install new firmwares with new functions or to transfer backups and other data.

Ripple Control Receiver

The signal to reduce active power is generally sent via a Ripple Control Receiver or remote control technology. Up to two Ripple Control Receivers can be connected to the Solar-Log™ PM+, one for power reduction and one for reactive power control.

Ethernet / Speedwire*

The Solar-Log™ models can be connected to compatible inverters with an Ethernet connection. SMA inverters can be connected directly to a regular network infrastructure with SMA's own Speedwire protocol. The SMA inverter only has to be connected to an Ethernet switch or router.

Additional Functions

Cable cover

With its attractive design the cable cover for the Solar-Log™ offers the best possible mechanical protection for interfaces and cables.

Data security

The data volume from the Solar-Log™ can record for up to 20 years. The micro SD card is used to protect against any loss of data in the event of a power failure.

Product comparison

Solar-Log 250

Solar-Log 300

Solar-Log 1200

Solar-Log 2000

Basis functions

Standard	●	●	●	●
PM+ ²⁾	-	●	●	●
PM+ / GPRS ²⁾	-	●	●	● ⁴⁾
GPRS ²⁾	-	●	●	●
Solar-Log™ Meter (CT)	-	●	●	-
Central inverter SCB and SMB	-	-	-	●
Inverter connection options	Ethernet 1 x RS485/RS422	Ethernet 1xRS485/RS422 (1 inverter manufacturer per bus, max. total of 100 INV)	Ethernet, 1xRS485, 1xRS485/RS422 (1 inverter manufacturer per bus, max. total of 100 INV / device)	Ethernet, 1xRS485, 2xRS485/RS422, 1xCAN (1 inverter manufacturer per bus, max. total of 100 INV / device)
Max. plant size	-	15 kWp	100 kWp	2000 kWp
Max. cable length	-	Max. 1000 m ¹⁾	Max. 1000 m ¹⁾	Max. 1000 m ¹⁾

Plant monitoring

String monitoring / MPP Tracker (depending on type of inverter)	●	●	●	●
Monitoring of central inverters	-	-	-	●
SCB and SMB connections	-	-	-	●
Inverter failure, status of fault and power monitoring	●	●	●	●
Sensor system connection (irradiation / temp. / wind)	● ³⁾	● ³⁾	● ³⁾	● ³⁾
E-mail and text message (SMS) alert	●	●	●	●
Alarm (local)	-	-	-	●
Yield forecast	●	●	●	●
Self-produced energy consumption: Digital electricity meter	●	●	●	●
Self-produced energy consumption: Managing external appliances	-	●	●	●

Feed-in management

Reduction to X percent (with and without the calculation of self-consumption)	-	●	●	●
Limit of X percent (with adjustable fixed reduction)	●	●	●	●
Remote controlled active and reactive power reductions (with the calculation of self-consumption)	-	PM+	PM+	PM+
Feed-in management with response signals	-	-	-	PM+, Utility Meter, PM-Package or Modbus TCP PM

Product comparison

	Solar-Log 250	Solar-Log 300	Solar-Log 1200	Solar-Log 2000
Integrated web servers	●	●	●	●
Graphic visualization – PC local and Internet	●	●	●	●
LCD-Status-Display	●	●	●	●
Display on the unit	-	-	4.3" TFT color display	4.3" TFT color display
Controls on the unit	-	-	Via touch display	Via touch display
Large external display RS485 / S ₀ pulse	-	●	●	●
HTTP data transfers to Solar-Log™ WEB for low data volumes	●	●	●	●
FTP data transfer to third-party portals ⁵⁾	-	●	●	●
Easy Installation	●	●	●	-
Network detection / DHCP	●	●	●	●
Name resolution http://solar-log	●	●	●	●
Ethernet network	●	●	●	●
USB flash drive	●	●	●	●
Potential-free contact (relay)	-	-	●	●
Alarm contact (anti-theft)	-	-	-	●
Power supply voltage /device voltage /current consumption	115 V – 230 V / 12 V / 3 W			
Ambient temperature	-10 °C to +50 °C			
Housing/dimensions (w x h x d) in cm / Mounting /Protection level	Plastic / 22.5 x 28.5 x 4 / Wall-mounted / IP 20 (indoor use only)			
Connection to Solar-Log™ WEB "Commercial Edition"	●	●	●	●
Weight ⁶⁾	710 g	710 g	800 g	810 g
Multi-lingual (DE, EN, ES, FR, IT, NL, DK, TR, JP, CN)	English ⁷⁾	●	●	●
Memory, Micro-SD, 2 GB, endless data logging	●	●	●	●
Warranty	2 years	2 year manufacturer's warranty plus a 3 year extended warranty after registering at www.solar-log.com		

Visualization

Installation

Interfaces

General data

1) Depending on the inverter used and the cable type (details can also vary from one type of device to another).

2) Other important information about compatibility, Powermanagement and self-consumption and SCB and SMB inverters can be found on our website www.solar-log.com.

3) Using every inverter on the same bus is not always possible; please see the inverter database at www.solar-log.com.

4) Solar-Log 2000 PM+ / GPRS Communication interface 1 x RS485, 1 x RS485/RS422 (1 inv. manufacturer per bus).

5) It is possible to make a data transfer to third-party portals once per day via FTP - an additional license is required for more frequent transfers.

6) Weight of the standard version; deviations possible depending on the particular model.

7) Available: DE, ES, FR, IT, NL, DK

	Accessories	Article number	Solar-Log 250	Solar-Log 300	Solar-Log 1200	Solar-Log 2000
Smart Plugs	AllNet Standard 3.5 kW, measuring function	255879	-	●	●	●
	AllNet WLAN 1.8 kW, without measuring function	255616	-	●	●	●
	Gude 1100 / 1101, measuring function	www.gude.info	-	●	●	●
	Gude 1102 / 1103, without measuring function	www.gude.info	-	●	●	●
	Belkin WeMo Insight Switch, 16 A ³⁾ WLAN, measuring function	255841	-	●	●	●
Relays	Solar-Log™ Smart Relay Station, 3 x 16 A (3 x 3.5 kW)	255755	-			
	Smart Relay Box 8 Relays	255656	-	● ⁴⁾	●	●
	Gude Expert Net Control 2301 - 4x Relays Top-hat-rail mounting 230 V	www.gude.info	-	●	●	●
	Gude Export Net Control 2104 - 1 Relay Output	www.gude.info	-	●	●	●
	Gude Export Net Control 2110 - 4 relay outputs, controllable individually by Solar-Log™	www.gude.info	-	●	●	●
	EGO Smart Heater	255840	●	●	●	●
Meters	Solar-Log™ PRO380-Mod	255913	●	● ^{S₀} ⁴⁾	●	●
	Iskra power meter, 1-phase - S ₀	255346	●	●	●	●
	Iskra power meter, 3-phase - S ₀	255347	●	●	●	●
	Solar-Log™ Utility Meter	255385	-	● ⁵⁾	● ⁵⁾	●
CTs	16 A sealed, 100 A sealed, 100 A open	See page 59	-	● (Meter)	● (Meter)	-
WiFi	Wireless Kit TP-Link	256012	●	●	●	●
	Wireless Kit Netgear	256013	●	●	●	●
Sensors	Sensor Box Professional Plus ¹⁾	220060	●	●	●	●
	Sensor Box Professional ¹⁾	255896	●	●	●	●
	Sensor Basic ¹⁾	255895	●	●	●	-
	Lufft UMB WS503	www.lufft.de	-	●	●	●
Misc.	PowerLine Package	255886	●	●	●	●
	Overvoltage Protection		255602	255602	255601	255601
	Special PiggyBack for SMA	220020	●	●	●	●
	Outdoor case	See page 89	●	●	●	●

1) Can be connected to the same RS485 bus with some inverters; 2) separate RS485 interface always required - not with inverters on one port; 3) Independent of country version; 4) note that only one RS485 port is available; 5) only power meter, no reactive power, cos phi, etc.

Interface

Solar-Log 250

Solar-Log 300

Solar-Log 1200

Solar-Log 2000

RS485/RS422 - interface usage	RS485/RS422 - combined interface usage	RS485 - interface, RS485/RS422 - combined interface usage	RS485 A - interface, RS485/RS422 B, RS485/RS422 C* - combined interface usage
Inverter connection (Fronius / Sunville can be connected on an RS422 interface without an additional interface converter)			
	Connection of a Sensor Basic to record environmental data (irradiance and module temperature sensor)	Connection of a Sensor Box Professional Plus to record environmental data (irradiance, module and ambient temperature, wind sensor)	
	Sensor Box Professional		
RS485 - interface usage	Meter connection, numerous options		
	-	Connection of the display panels produced by Schneider Displaytechnik, Rico or HvG	
	-	Smart Relay Box connection for the management of consumption data	
	-	-	Connecting the Utility Meter and I/O Box for PM remote control technology
CAN-bus	-	-	For the connection of Voltwerk inverters and other inverters with a CAN interface
S ₀ pulse input - for optional recording and calculation of self-produced power consumption			
2x S ₀ -In / 1x S ₀ -Out	-	Second input to connect an additional power meter	
	-	S ₀ pulse output to connect large external displays, pulse factor can be set to any value	
Relay	-	-	For external switch control, e.g. heat pumps
Alarm	-	-	Connection for anti-theft protection via contact loop for external alarms via potential-free contact
USB connection	-	To access data / Import firmware updates at plants	
PM+	-	For connection of a Ripple Control Receiver to regulate the plant	
	-	Fulfills the EEG 2012 requirements (Germany)	
Solar-Log™ Meter (optional)	-	Current measurements via transformers (extra accessory) up to 2 x 3 phases or 6 single phases	
Network	Connection to the internet (Ethernet, fixed IP address or DHCP)		
GPRS (optional)	-	Antenna connection and SIM card slot for Solar-Log™ with integrated GPRS	

Inverter interfaces

Additional function interfaces

Network

* not with GPRS models