

OFICINA DE PARTES 1 FIA	
RECEPCIONADO	
Fecha	09 JUN 2016
Hora	14:27
Nº Ingreso	30.022



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	05/2016

INSTRUCCIONES PARA CONTESTAR Y PRESENTAR EL INFORME

Este informe debe sistematizar e integrar toda la información generada durante el desarrollo completo del proyecto, los resultados obtenidos e impactos logrados tras su ejecución; las modificaciones que se realizaron y del uso y situación actual de los recursos utilizados, especialmente de aquellos provistos por FIA.

PROCEDIMIENTOS

- Todas las secciones del informe deben ser contestadas, utilizando caracteres tipo Arial, tamaño 11.
- Sobre la información presentada en el informe:
 - La información debe ser presentada en forma clara y concordante con los objetivos del proyecto.
 - Debe estar basada en la última versión del proyecto aprobado por FIA.
 - Debe ser totalmente consistente en las distintas secciones y se deben evitar repeticiones entre ellas.
 - Debe estar directamente vinculada a la información presentada en el informe financiero y ser totalmente consistente con ella.
- Sobre los anexos del informe:
 - Deben incluir toda la información que complemente y/o respalde la información presentada en el informe, especialmente a nivel de los resultados alcanzados.
 - Se deben incluir materiales de difusión, como diapositivas, publicaciones, manuales, folletos, fichas técnicas, entre otros.
 - También se deben incluir cuadros, gráficos y fotografías, pero presentando una descripción y/o conclusiones de los elementos señalados, lo cual facilite la interpretación de la información
- Sobre la presentación a FIA del informe:
 - El Informe final deberá ser enviado a la Dirección ejecutiva de FIA, en tres copias iguales, dos en papel y una digital en formato Word (CD o pendrive), junto con una carta de presentación firmada por el Coordinador del Proyecto presentando el informe e identificando claramente el proyecto con su nombre y código.
 - La fecha de presentación debe ser la establecida en la carta de fecha de entrega de informes. El retraso en la fecha de presentación del informe generará una multa por cada día hábil de atraso equivalente al 0,2% del último aporte cancelado.
 - Debe entregarse personalmente en las oficinas de FIA.
 - FIA revisará el informe y dentro de los 45 días hábiles siguientes a la fecha de recepción enviará una carta al coordinador del proyecto informando su aceptación o rechazo. En caso de rechazo, se informará en detalle las razones. El ejecutor deberá corregir los reparos u observaciones, motivo del rechazo, dentro del plazo determinado por FIA y que no podrá ser inferior a 10 días hábiles, contados desde la fecha en que fueron comunicadas al ejecutor.
 - El FIA se reserva el derecho de publicar una versión del Informe Final editada especialmente para estos efectos.

CONTENIDO

1. ANTECEDENTES GENERALES	4
2. OBJETIVO GENERAL DEL PROYECTO	4
3. EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA DEL PROYECTO	4
3.1 Estructura de costo del proyecto	4
3.2 Resumen del presupuesto	4
3.3 Detalle del presupuesto	5
3.4 Gasto acumulado	5
4. RESUMEN EJECUTIVO	6
5. CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS DEL PROYECTO	7
6. ACTIVIDADES	7
7. RESULTADOS DEL PROYECTO	10
7.1 Describa detalladamente el proyecto	11
7.2 Diagrama	11
7.3 Discrepancias	12
7.4 Sistema de seguimiento y monitoreo	12
7.5 Tiempo de implementación	13
8. PLAN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	14
9. INDICADORES DE SEGUIMIENTO	15
10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	17
10.1 Problemas	17
10.2 Inconvenientes en la instalación	17
10.3 Proveedor	17
10.4 Recomendaciones	18
10.5 Otros aspectos	18
11. ANEXOS	18
12. BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA	18

INFORME TECNICO FINAL

1. ANTECEDENTES GENERALES

Nombre Ejecutor:	Sociedad de Prestación de Servicios de Frío LTDA.
Nombre del Proveedor	KRAFTWERK Soluciones de Energías Renovables Chile Ltda
Coordinador del Proyecto:	Alexy Narvaez
Región de ejecución:	Curicó, Curicó, Región del Maule
Fecha de inicio iniciativa:	03/2015
Fecha término Iniciativa:	11/2015

2. OBJETIVO GENERAL 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 para la elaboración y conservación agrícola. Se pretende que mediante la consecución de lo anterior se logre una solución que pueda ser replicable en otras empresas de la región y el país, contribuyendo a la inclusión de energías renovables no convencionales a nuestra matriz eléctrica nacional.

3. EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA DEL PROYECTO

3.1 Estructura de costo del proyecto

Los valores del cuadro deben corresponder a los valores indicados en el proyecto definitivo aprobado por FIA su cofinanciamiento.

Costo total del proyecto		
Aporte total FIA		
Aporte total Ejecutor (pecuniario)		

3.2 Resumen del presupuesto

CUENTAS PRESUPUESTARIAS	SUBSIDIO FIA (\$)	APORTE PECUNARIO POSTULANTE EJECUTOR (\$)	TOTAL (\$)
Recursos Humanos			
Gastos de Operación			
Gastos de Inversión			
Gastos de Administración			
Total (\$)			
%			

3.3 Detalle del presupuesto

Cuantifique los gastos realizados en el proyecto para cada una de las actividades descritas en el plan de trabajo (considere las etapas de diseño, obras civiles, instalación, adquisición de equipos, montaje, etc).

Gasto Acumulado a la fecha por ítem presupuestario									
Ítem o actividad	(Marcar con una cruz)						Subsidio (\$)	Aporte beneficiaria(\$)	Total (\$)
	R	H	et	o	mi	et			
Recursos humanos	X								
Gastos Operación					X				
Gasto inversión		X							
Gastos administración				X					
Total \$									

3.4 Gasto acumulado

Detalle el gasto acumulado del proyecto correspondiente a los aportes FIA y aportes del Ejecutor.

Gasto Acumulado a la Fecha		Monto (\$)
Aportes FIA del proyecto		
1. Aportes entregados	Primer apote	
	Segundo aporte	
	Tercer aporte	
2. Total de aportes FIA entregados (suma N°1)		
3. Total de aportes FIA gastados		
4. Saldo real disponible (N°2 – N°3) de aportes FIA		
Aportes Ejecutor del proyecto		
1. Aportes Ejecutor programado	Pecuniario	
	No Pecuniario	
2. Total de aportes Ejecutor gastados	Pecuniario	
	No Pecuniario	
3. Saldo real disponible (N°1 – N°2) de aportes Ejecutor	Pecuniario	
	No Pecuniario	

4. RESUMEN EJECUTIVO

Elabore un resumen del proyecto, que incluya: una breve descripción de la empresa, el proceso productivo que es abastecido con el sistema de energía renovable, y los antecedentes técnicos generales de la tecnología (considere tipo de energía, potencia instalada, porcentaje de la demanda energética reemplazada, excedentes de energía a comercializar y los principales resultados obtenidos).
(Máximo 1 página).

Sociedad de Prestación de Servicios de Frío LTDA., en adelante FRUNAR, es una empresa frigorífica de la comuna de Curicó.
FRUNAR se dedica al almacenaje de fruta y verdura en sus instalaciones para el posterior envío de la misma a superficies de alimentación.
Actualmente FRUNAR ha empezado a trabajar con salmón congelado, mediante la instalación de un congelador industrial, para así evitar la estacionalidad de frutas y verduras.
La planta fotovoltaica, va a abastecer las instalaciones de frío de esta empresa y a todo el sistema general de la empresa.
Esta planta fotovoltaica, solo produce energía mientras reciba radiación, ya sea directa o difusa, por lo tanto podrá abastecer la mayoría del proceso productivo de la industria, ya que es durante el día, cuando se produce un mayor consumo de energía por las cámaras frigoríficas, para así poder paliar la diferencia de temperatura entre el interior y exterior. Esto se hace más visible en los meses de verano, que es cuando la planta fotovoltaica tiene una mayor producción.
Esta instalación no produce excedentes a la red, ya que la energía producida por la misma, nunca sobrepasa el consumo de las instalaciones de FRUNAR, por lo tanto, no puede inyectar.
Al ser, la potencia de la planta, mayor a 100 kWp, no puede acogerse a la ley de “net Billing”, por lo cual esta opción queda totalmente descartada.
Se estudia un 5%, promedio, de energía que la planta fotovoltaica puede reemplazar, y es el obtenido en el periodo de funcionamiento de la misma. Esto se pudo comprobar con el sistema de monitoreo instalado.
El objetivo de la planta se ha cumplido es su totalidad, ya que el “Objetivo General” es mitigar el consumo energético de una planta de frío a través del diseño, implementación y puesta en servicio de una planta fotovoltaica en instalaciones para la elaboración y conservación agrícola. Se pretende que mediante la consecución de lo anterior se logre una solución que pueda ser replicable en otras empresas de la región y el país, contribuyendo a la inclusión de energías renovables no convencionales a nuestra matriz eléctrica nacional. Lo cual se está cumpliendo en su totalidad.

5. CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS DEL PROYECTO

Describe el cumplimiento de los objetivos general y específicos planteados en el proyecto definitivo aprobado por FIA. Considere además una descripción breve de los impactos (económicos, sociales y ambientales) obtenidos tras la ejecución 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 para la elaboración y conservación agrícola. Se pretende que mediante la consecución de lo anterior se logre una solución que pueda ser replicable en otras empresas de la región y el país, contribuyendo a la inclusión de energías renovables no convencionales a nuestra matriz eléctrica nacional”

Este objetivo se cumplió plenamente, ya que se pudo implementar la planta fotovoltaica, siendo esto, un hito para las empresas del sector. El consumo de energía se reduce en un 5% desde el momento de la instalación.

Nº OE	Descripción del objetivo específico	% de avance a la fecha
1	Planificación e ingeniería	100%
2	Suministro de componentes	100%
3	Construcción	100%
4	Conexión a la red	100%

Los Objetivos específicos, se han cumplido todos hasta la fecha, como se puede comprobar, en el cuadro resumen anterior.

Los impactos de la instalación son:

Económico: La planta ahorra un 5% de media anual.

Ambiental; Se produce un ahorro de CO₂ emitido a la atmósfera, por el uso de la energía proveniente de la planta fotovoltaica.

Social: De la misma forma que el ambiental, este proyecto conciencia a las empresas cercanas de la inversión en ERNC y como esto, afecta a las generaciones futuras.

6. ACTIVIDADES

Describe las principales actividades, programadas en la Carta Gantt y no programadas, ejecutadas para el correcto desarrollo del proyecto, considerando las etapas de preparación,

montaje, y puesta en marcha. Se sugiere incorporar fotografías de las distintas actividades que ayuden a su descripción.

N° OE	Actividades	Año 1												
		Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	
1	Ingeniería en detalle, decisión final de componentes y proveedores	■												
2	Solicitud de conexión a la red	■	■	■	■	■								
3	Suministro de componentes		■	■	■	■	■	■	■	■				
4	Montaje de la planta (parte de corriente continua)						■	■	■	■	■	■		
5	Instalación de componentes de parte alterna (conexión a la red)						■	■	■	■	■	■		
6	Puesta en marcha y operación													

■ Objetivo progresivo completo ■ Objetivo progresivo en progreso □ Objetivo conservativo en progreso

1; Ingeniería de detalle, decisión final de componentes y proveedores: En esta etapa se elaboraron los planos y planificación para la instalación fotovoltaica. Los componentes a utilizar y proveedores de suministros también se evalúan en esta etapa, en función de la calidad y rapidez.

2; Solicitud de conexión a la red; Este fue el primer impedimento encontrado, ya que la CEC no quería permitir la conexión de la planta. Después de varios meses de discusión y con el apoyo de la SEC, se instaló un relé de potencia inversa para poder conectarse a la red y que la distribuidora lo permitiera.

3; Suministro de componentes; Durante esta etapa se compraron y recibieron los componentes necesarios para realizar la instalación. Se adjunta fotografía de la recepción de materiales.



4; Montaje de la planta (parte corriente continua); En esta parte se instala la estructura soportante, paneles e inversores y se conectan entre ellos. Se adjuntan fotografías:



5; Instalación componentes parte alterna; En este tramo se conecta la planta al punto de conexión con los tableros ya elaborados. Se adjuntan fotografías:



6; Puesta en marcha y operación; En este punto con la planta finalizada, se realiza

la marcha blanca, y después de comprobar el funcionamiento de la planta, se entrega al cliente. Se adjuntan fotografías de la planta finalizada:



Debido al problema con la extensión de la planta, se realizan todos los pasos anteriores, en 2 semanas, para la instalación de los 6,2 kWp adicionales. Se adjuntan fotografías:



Como se puede apreciar, se añade un inversor extra y paneles.

7. RESULTADOS DEL PROYECTO

7.1 Describa detalladamente el proyecto.

Incorpore las características de la tecnología instalada, las características técnicas de los equipos, sus marcas y componentes, entre otras especificaciones técnicas que considere relevante informar. Si corresponde especificar el estado y operatividad de la conexión a la red de distribución, acogiéndose al beneficio de la Ley 20.571.

Se debe incluir en anexos las fichas técnicas de los principales equipos, tales como paneles solares, inversores, motores, según corresponda.

Se adjuntan los dosieres técnicos de los elementos utilizados.

Estructura utilizada: Profinal

Paneles iniciales: Suntech

Inversores Huawei

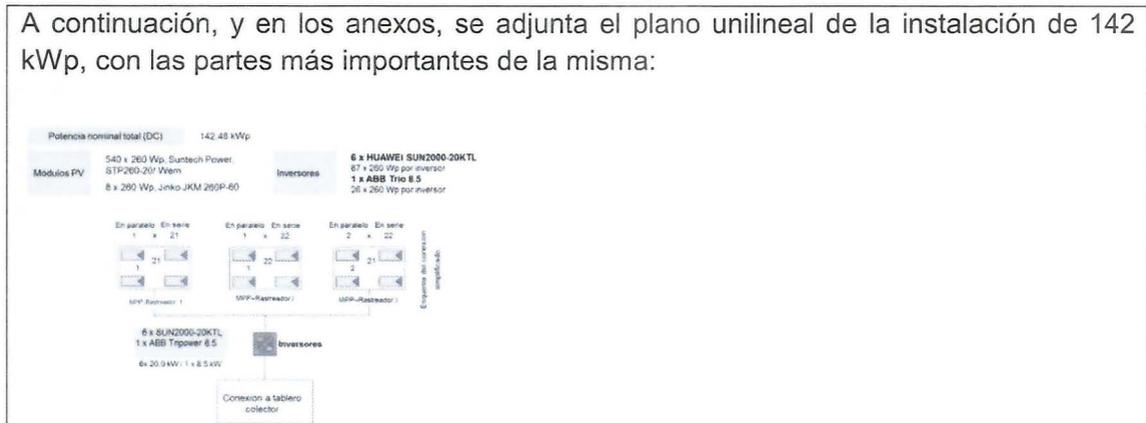
Paneles extensión Jinko Solar

Inversor extensión: ABB

7.2 Diagrama

Presente un diagrama de la planta, con sus principales elementos. Se debe incluir en anexos los planos de la instalación.

A continuación, y en los anexos, se adjunta el plano unilineal de la instalación de 142 kWp, con las partes más importantes de la misma:



7.3 Discrepancias

Describa las discrepancias de la tecnología implementada versus la solución propuesta inicialmente, justificando los motivos de las discrepancias presentadas.

Se han instalado los módulos e inversores de la propuesta inicial.

Al aumentar la potencia de la planta a la propuesta inicial, se introdujeron 2 nuevos elementos, los paneles fotovoltaicos de la marca Jinko Solar y el inversor de la marca ABB.

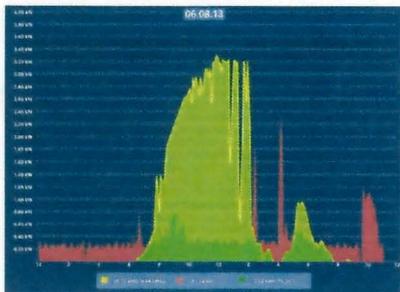
De esta forma se pudieron cumplir los plazos solicitados por FIA.

Se adjunta en los anexos toda la documentación.

7.4 Sistema de seguimiento y monitoreo

Describa, si corresponde, el sistema de seguimiento y monitoreo del proyecto, indicando el tipo y características de la información que se obtendrá.

El sistema de monitoreo de la planta fotovoltaica es el Solar Log.



Como se puede apreciar en la imagen, esta aplicación de seguimiento, se monitorea toda la instalación fotovoltaica e inversor a inversor, para poder ver la producción online e insitu.

Solar Log, indica la cantidad de CO₂ que se evita al consumir energía de la planta, así como la cantidad de hogares promedio que se pueden energizar mediante esta instalación.

Se adjunta en los anexos la información al respecto.

7.5 Tiempo de implementación

Indique cuanto tiempo tardó la implementación del proyecto y si fue acorde con los tiempos presupuestados.

Se tardaron 9 meses en la implementación total del proyecto, la instalación principal junto con la extensión de la planta.

En principio se proyectaron 7 meses de instalación. La demora de los dos meses extra fue debido a que la obra se finalizó y posteriormente se tuvo que realizar la extensión.

8. PLAN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Detalle el plan de operación y mantenimiento del proyecto para asegurar su correcta operación, indicando aspectos tales como: abastecimiento de insumos, horarios de funcionamiento, número de operarios, turnos, capacitaciones, medidas de seguridad, mantenimientos preventivos, etc.

El objeto del Manual de Mantenimiento es establecer una serie de actuaciones indicadas para garantizar la mayor productividad posible de la instalación solar fotovoltaica, de forma que se minimicen los tiempos de parada por avería o mal funcionamiento de la misma y costes asociados a dichas fallas. Para la redacción del Manual de Mantenimiento se ha seguido distinta literatura relacionada con instalaciones solares, así como las recomendaciones de mantenimiento de los distintos fabricantes de los equipos propuestos para la planta solar que se proyecta, intentando siempre que la comprensión del mismo sea lo más sencilla posible.

Las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red se caracterizan por ser instalaciones que requieren escaso mantenimiento, si están bien diseñadas, por lo que siguiendo el presente Plan de Mantenimiento no es de esperar que se produzcan averías en la instalación. El mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos es de carácter preventivo y correctivo. No tiene partes móviles sometidas a desgaste, ni requiere cambio de piezas ni lubricante (excepto las instalaciones fotovoltaicas con seguidor, que no son de aplicación en el presente Proyecto). Entre otras cuestiones, es muy recomendable realizar revisiones periódicas de las instalaciones, para asegurar que todos los componentes funcionan correctamente. La experiencia demuestra que los sistemas fotovoltaicos tienen muy pocas posibilidades de avería, especialmente si la instalación se ha realizado correctamente y si se realiza un mantenimiento preventivo. Básicamente las posibles reparaciones que puedan ser necesarias son las mismas que cualquier aparato o sistema eléctrico, y que están al alcance de cualquier electricista. A la hora de plantear el mantenimiento se deben considerar los siguientes puntos:

- Las operaciones necesarias de mantenimiento.
- Las operaciones a realizar por el usuario y las que debe realizar el instalador.
- La periodicidad de las operaciones de mantenimiento.

Junto con la entrega de la planta fotovoltaica, se entregó un manual de mantenimiento de la misma. Una revisión anual y limpieza de los paneles cada 3 meses y cuando nos encontremos con periodos de suciedad excesiva, son los mecanismos necesarios para la mantención y operación de la misma.

9. INDICADORES DE SEGUIMIENTO

Indique si ha habido cambios en las metas de los indicadores de seguimiento y sus medios de verificación. El ejecutor debe generar los resultados de los indicadores una vez realizada la puesta en marcha del proyecto y hasta 3 años posterior a su ejecución. Indique si ha habido cambios en las metas de los indicadores de seguimiento y sus medios de verificación.

Indicadores de seguimiento			
Nombre del indicador	Fórmula de cálculo	Meta del indicador	Medio de verificación
Energía generada			Medidor de energía (Solar-log) en planta fotovoltaica
Energía desplazada			Reducción de consumo con base 2013.
Energía comercializada			Medido de energía bidireccional
Emisiones evitadas			Determinación de emisión equivalente del SIC por kWh en base a reportes emitidos por la División de Prospectivas y Política Energética del Ministerio de Energía
Tiempo mantención anual			Medición de horas durante la ejecución de mantenimientos programados y no-programados.
Ventas en miles de pesos (M\$)			Energía comercializada valorizada a la tarifa de compra de energía

¹ El factor de emisión dependerá de la fuente de energía que se está desplazando. En el caso de desplazar electricidad de algún sistema interconectado se tomará el promedio anual de emisión del sistema (SIC, SING) del año correspondiente (tCO_{2eq}/MWh)

10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

10.1 Problemas

Comente sobre los problemas enfrentados durante la ejecución proyecto (legal, técnico, administrativo, de gestión, u otros), y las medidas tomadas para enfrentar cada uno de ellos.

El principal problema fue la conexión de la planta, ya que desde la distribuidora (CEC), al ser una planta superior a los 100 kWp, no dejaban que se conectara, por desconocimiento de la ley. Al final con el apoyo de la SEC, se pudo implementar el proyecto.

Debido a un problema con el consultor, la potencia que se disminuyó virtualmente, no fue aceptada, por lo que se debió realizar una ampliación de la planta fotovoltaica a la presentada en el proyecto inicial.

Debido a un problema con el consultor, se debió modificar parte del presupuesto, para eliminar el IVA del mismo, ya que inicialmente se consideró.

10.2 Inconvenientes en la instalación

Relate si hubo algún tipo de inconveniente en la instalación del proyecto.

El principal problema fue la conexión de la planta, ya que desde la distribuidora (CEC), al ser una planta superior a los 100 kWp, no dejaban que se conectara, por desconocimiento de la ley. Al final con el apoyo de la SEC, se pudo implementar el proyecto.

El resto de la instalación, salió según lo comprendido.

10.3 Proveedor

¿Cómo fue el funcionamiento y la relación con el Proveedor?

EL proveedor, Kraftwerk SERC Ltda ha mostrado un férreo interés en realizar y entregar un proyecto acorde a las especificaciones del concurso y cumplimiento de los plazos, realizando visitas periódicas al lugar de instalación y realizando todas las gestiones pertinentes en cuestión.

Cualquier tipo de problema lo han solucionado hasta el momento en primera instancia preocupándose del desarrollo del proyecto.

10.4 Recomendaciones

Comente sobre sus recomendaciones, desde el punto de vista, técnico, económico y de gestión, para el desarrollo de proyectos de similares características.

Acortar los plazos, para poder realizar los proyectos más rápidamente. De esa forma se puede optar a una mayor publicidad del proyecto.

10.5 Otros aspectos

Mencione otros aspectos de interés

Potenciar este tipo de tecnología, ya que hace que empresas extranjeras se interesen por productos chilenos y ayudan a las empresas a aumentar su cuota de mercado.

Un mayor número de subsidios.

11. ANEXOS

Realice y enumere una lista de documentos adjuntados como anexos. Adjunte fotografías del proyecto, en que se puedan apreciar claramente los equipos y la solución implementada, planos de la instalación, fichas técnicas de los principales componentes, manuales, etc

Se debe considerar la información histórica del desarrollo del proyecto desde su implementación hasta la puesta en marcha y todos los cambios y/o modificaciones realizadas durante su ejecución.

12. BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA



30/11/2015

Documentación técnica planta solar fotovoltaica FRUNAR (PFEECA)

Ejecutor y propietario de la planta solar

Sociedad de Prestación de Servicios de Frío LTDA.,

En colaboración con la proveedora tecnológica

KRAFTWERK Soluciones de Energías Renovables Chile Ltda.

30/11/2015

Índice

1	Datos generales del proyecto	3
2	Documentación técnica	4
2.1	ANTECEDENTES TÉCNICAS	4
2.2	Memoria explicativa y datos técnicos de los dispositivos	5
2.2.1	Funcionamiento en paralelo con la red	6
2.2.2	Periodo de operación del sistema	7
2.2.3	Horario de conexión del sistema	8
2.2.4	Horario de operación del sistema	8
2.2.5	Tiempo máximo de permanencia en paralelo en caso de operación en isla:	8
2.2.6	Equipos de control y medidas integrados en el sistema generador	8
2.2.7	Tableros	9
2.2.8	Cables	10
2.2.9	Tuberías de cables	11
2.2.10	Modulos fotovoltaicos	11
2.2.11	Equipos Inversores	12
2.3	Planos	13
3	Descripción de protecciones y cálculos justificados	13
3.1	Dimensionamiento de estructuras	13
3.2	Cálculo de conductores, secciones y canalización	14
3.2.1	Corrientes de conductores en Corriente continua	15
3.2.2	Corrientes de conductores en Corriente Alterna	16
3.2.3	Cálculos de caída de tensión	21
	resumen de caída de tension en conductores en ca	22
3.3	Cálculos, coordinación y selectividad de protecciones	22
3.3.1	RELÉ DE POTENCIA INVERSA	22
3.3.2	Dimensionado de Protecciones en el tablero general fotovoltaico	23
3.3.3	Sistema protección interna y de red (RI) de los inversores	23
3.3.4	Sistema Anti Isla	25



30/11/2015

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



30/11/2015

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.

2 Documentación técnica

2.1 ANTECEDENTES TÉCNICAS

- (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

30/11/2015

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".



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.

30/11/2015



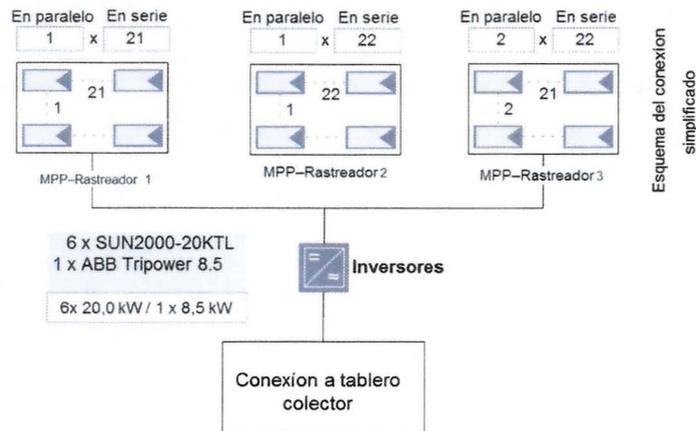
2.2.1 FUNCIONAMIENTO EN PARALELO CON LA RED

La **PFEECA** contará con todo el equipamiento y los 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:

30/11/2015

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	Inversores
		6 x HUAWEI SUN2000-20KTL 87 x 260 Wp por inversor 1 x ABB Trio 8.5 26 x 260 Wp por inversor



Imagén 1 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.

2.2.2 PERIODO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA

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

30/11/2015

2.2.3 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.

2.2.4 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

Imagén 2 Zona geográfica del proyecto

2.2.5 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.

2.2.6 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:



30/11/2015

- Voltímetros que midan simultáneamente las tensiones de red y de fuente
→ (RI Interno de inversores HUAWEI SUN-2000)
- Frecuencímetros que midan simultáneamente las frecuencias de red y de fuente
→ (RI Interno de inversores HUAWEI 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)

2.2.7 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:

30/11/2015

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD
1	TABLERO DE DISTRIBUCION ELECTRICA (SEGÚN 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

2.2.8 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

30/11/2015

- 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.

2.2.9 TUBERIAS 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.

2.2.10 MODULOS 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)

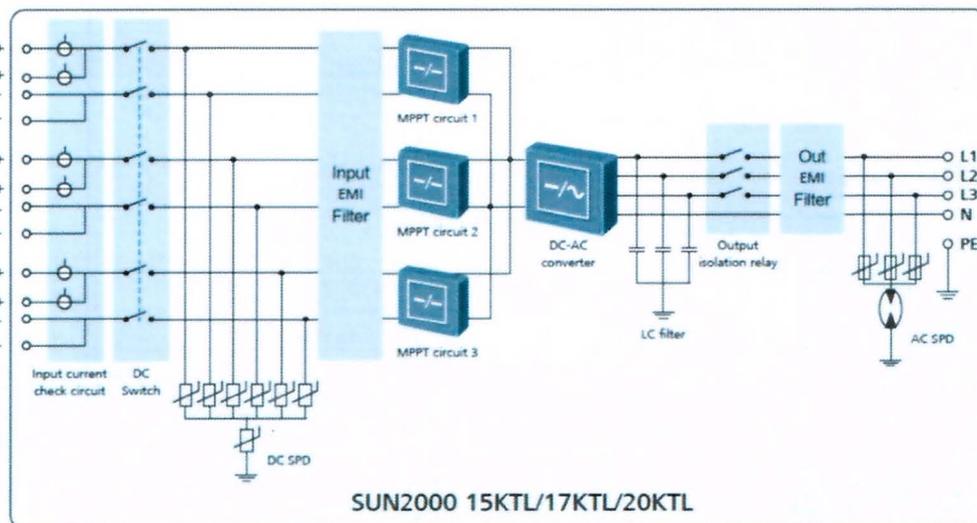
Imagen 3 Características principales de los módulos

30/11/2015

2.2.11 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:

- $\text{Cos } \phi = \pm 0,95$ - 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



30/11/2015

2.3 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

3 Descripción de protecciones y cálculos justificados

3.1 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.



30/11/2015

3.2 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



30/11/2015

El conduit metalico 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 area 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).

3.2.1 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 operativo 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.

30/11/2015

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 módulos 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 1 Cálculo del cable de String en corriente continua

3.2.2 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

30/11/2015

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.

$$I_{maxInv} = \sum_1^n I_{maxInv(1,2,3,n)}$$

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

30/11/2015

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	κ	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%.

30/11/2015

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)

30/11/2015

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}	353,48	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



30/11/2015

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

3.2.3 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 1 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:

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

30/11/2015

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

RESUMEN DE CAIDA DE TENSION 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 _{lf}	dV	V _{dro p-AC-%}	Tipo de cable	Secc. (mm ²)	Largo (m)
1a	Inversor 1	Tablero de Inversores	1	40,42	32	143 V	0,38%		10	15
1b	Inversor 2	Tablero de Inversores	1	40,42	32	143 V	0,38%		10	15
1c	Inversor 3	Tablero de Inversores	1	40,42	32	143 V	0,38%		10	15
1d	Inversor 4	Tablero de Inversores	1	40,42	32	143 V	0,38%		10	15
1e	Inversor 5	Tablero de Inversores	1	40,42	32	143 V	0,38%		10	15
1f	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

3.3 Cálculos, coordinación y selectividad de protecciones

3.3.1 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

30/11/2015

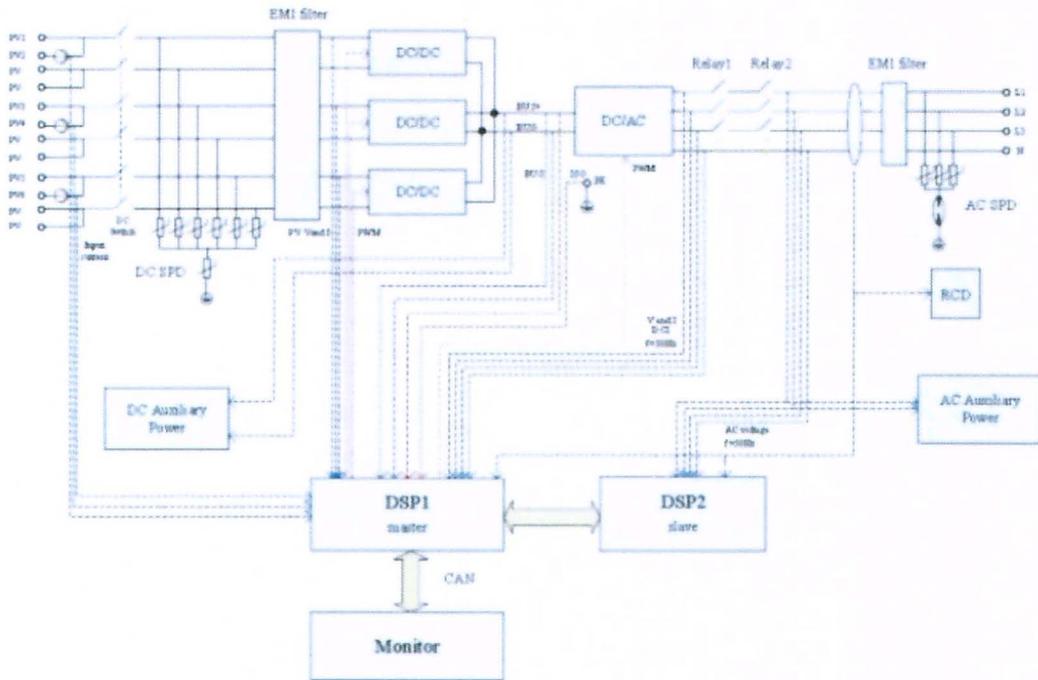


Imagen 4 Esquemático de unidad generadora ()

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:

30/11/2015

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 2 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.

3.3.4 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

30/11/2015

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.

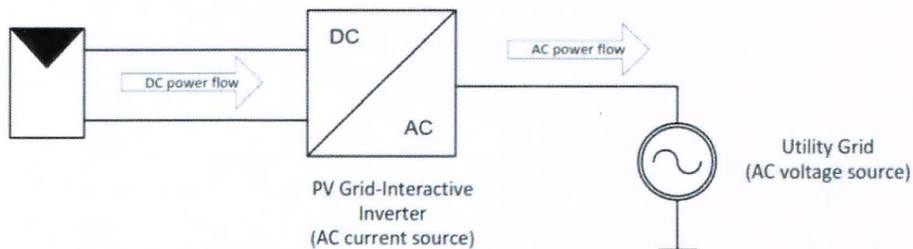


Imagen nº 1: Funcionamiento normal del inversor conectado a la red.

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



30/11/2015

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 período 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.

30/11/2015

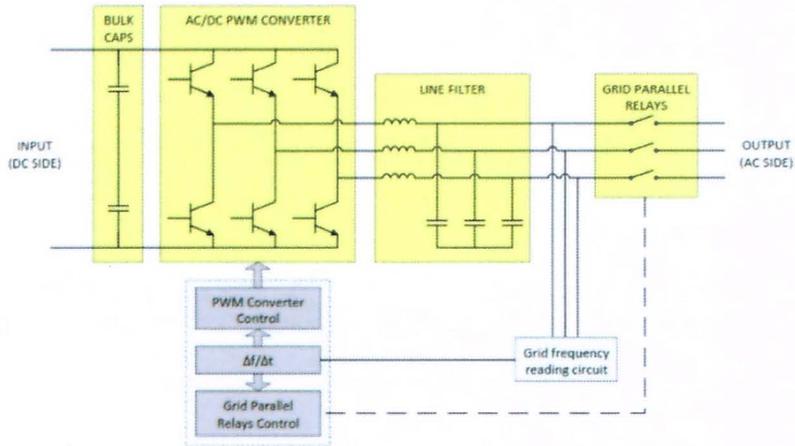
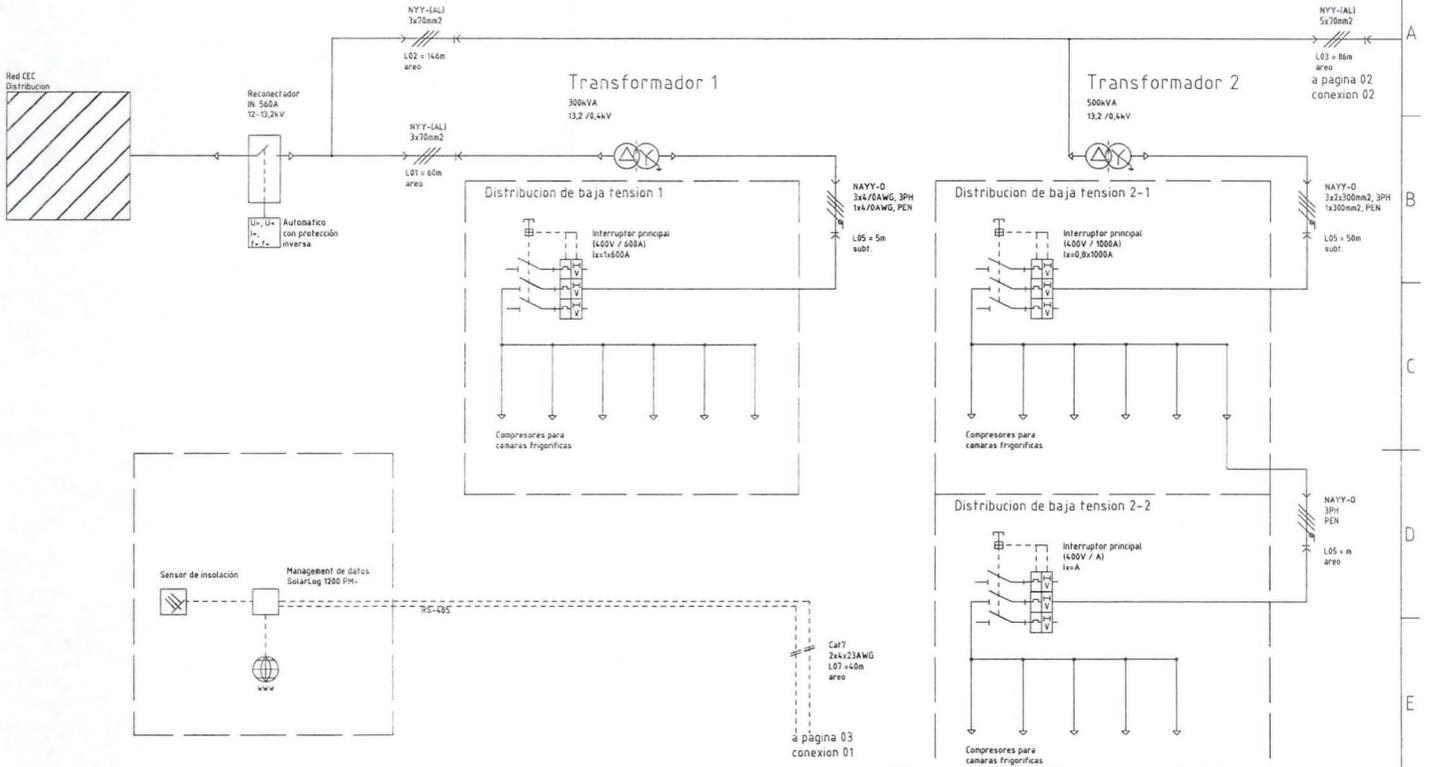


Imagen n° 4: Diagrama del inversor CA/CC y de bloques de circuitos lógicos relacionados con la protección anti-isla.



Single Line Diagram

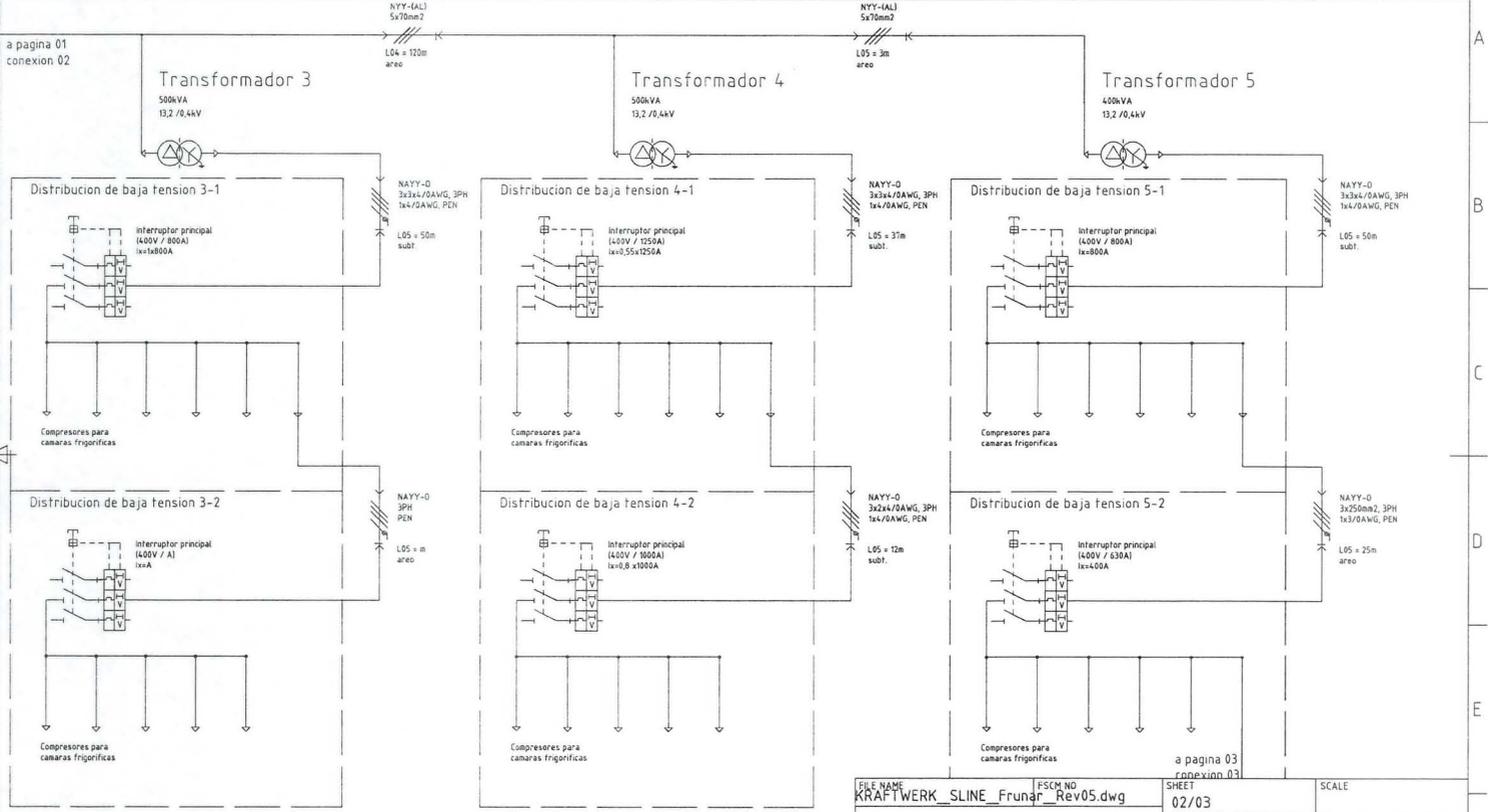
RevNo	Revision note	Date	Signature	Checked



FILE NAME	FSCM NO	SHEET	SCALE
KRAFTWERK_SLINE_Frunar_Rev05.dwg		01/03	
SIZE			
DRAWN			
29/11/2015			
CHECK			
A. Kaiser			
APPR.			
			Single Line Diagram
ISSUED			
REV			
02			
CONTRACT NO			
		DWG NO	
		Frunar - 142kWp	

Single Line Diagram

RevNo	Revision note	Date	Signature	Checked



FILE NAME	FSCM NO	SCALE
KRAFTWERK_SLIN_Frunar_Rev05.dwg	02/03	
SIZE		
DRAWN 29/11/2015		
CHECK A. Kaiser		
APPR	Single Line Diagram	
ISSUED		
REV 02	DWG NO	
CONTRACT NO	Frunar - 142kWp	

a pagina 03
conexion 03

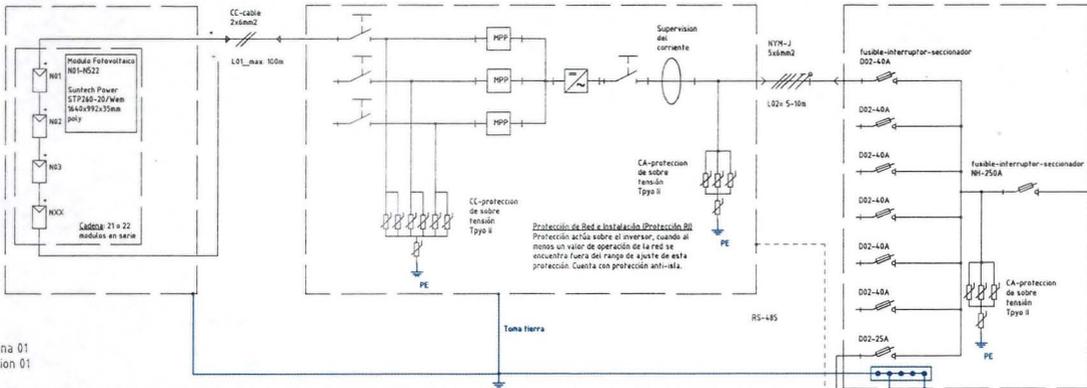
Single Line Diagram

RevNo	Revision note	Date	Signature	Checked

Planta solar
numero de componentes/modulos: 522

Inversor de cadena
Fabricante: Huawei
Tipo: SUN2000-20KTL
Numero de componentes: 4

Colector de inverores
Fabricante:
Tipo:



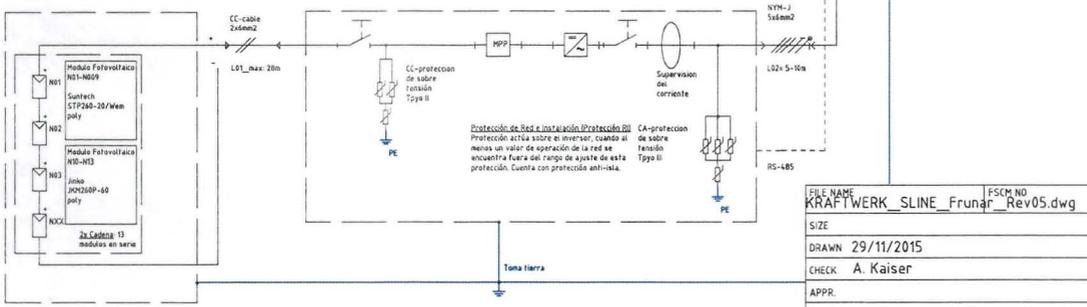
a pagina 01
conexion 01

NAYY-0
3x2x70mm2, 3PH
1x70mm2, PEH
L05 = 1,5m
area

a pagina 02
conexion 03

Planta solar
numero de componentes/modulos: 26

Inversor de cadena
Fabricante: ABB
Tipo: Trio S8 TL OUTD-S 400
Numero de componentes: 1



FILE NAME	FSCM NO	SHEET	SCALE
KRAFTWERK_SLINE_Frunar_Rev05.dwg		03/03	
SIZE	Single Line Diagram		
DRAWN	29/11/2015		
CHECK	A. Kaiser		
APPR.			
ISSUED			
REV	02		
CONTRACT NO	DWN NO		
	Frunar - 142kWp		

JKM265P-60

POLY CRYSTALLINE MODULE
245-265 Watt

Jinko Solar introduces a brand-new line of high performance modules in wide application.



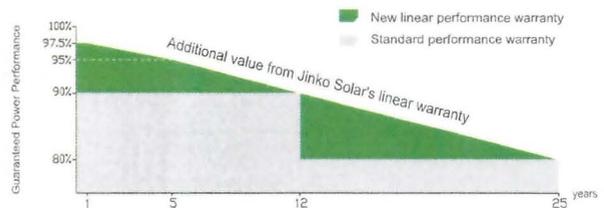
KEY FEATURES

- High module conversion efficiency (up to 16.19%), through superior manufacturing technology
- Anti-reflective coating improves light absorption and reduces surface dust
- Excellent performance in low-light irradiance environment
- Entire module certified to withstand high wind loads (2400 Pascal) and snow loads (5400 Pascal)
- High salt mist and ammonia resistance

QUALITY & SAFETY

- Positive power tolerance of $-0/+3\%$ *
- 10 year warranty on material & workmanship *
- Industry leading power output warranty (12 years/90%, 25 years/80%)
- Premium linear performance warranty *

Premium Performance Warranty



* Based on customer requirements and contract terms

ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certified factory
IEC61215, IEC61730, IEC61701, IEC62716 certified products

APPLICATIONS



On-grid residential roof-tops



On-grid commercial/industrial roof-tops

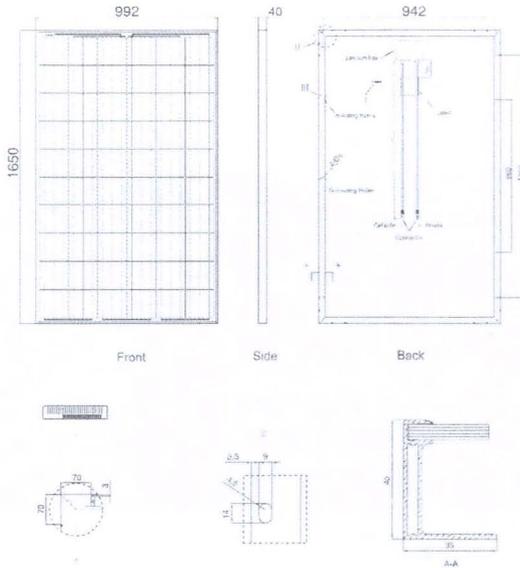


Solar power plants



Off-grid systems

Engineering Drawings

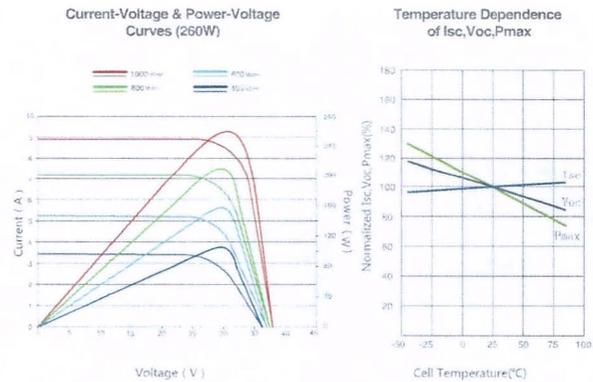


Packaging Configuration

(Two boxes=One pallet)

25pcs/ box, 50pcs/pallet, 700 pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156×156mm (6 inch)
No. of cells	60 (6×10)
Dimensions	1650×992×40mm (65.00×39.05×1.57 inch)
Weight	18.5 kg (40.8 lbs)
Front Glass	3.2mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1×4.0mm ² , Length:900mm

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM245P		JKM250P		JKM255P		JKM260P		JKM265P	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	245Wp	181Wp	250Wp	184Wp	255Wp	189 Wp	260Wp	193Wp	265Wp	197Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	30.1V	27.8V	30.5V	28.0V	30.8V	28.5V	31.1V	28.7V	31.4V	29.0V
Maximum Power Current (Imp)	8.14A	6.50A	8.20A	6.56A	8.28A	6.63A	8.37A	6.71A	8.44A	6.78A
Open-circuit Voltage (Voc)	37.5V	34.8V	37.7V	34.9V	38.0V	35.2V	38.1V	35.2V	38.6V	35.3V
Short-circuit Current (Isc)	8.76A	7.16A	8.85A	7.21A	8.92A	7.26A	8.98A	7.31A	9.03A	7.36A
Module Efficiency STC (%)	14.97%		15.27%		15.58%		15.89%		16.19%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	15A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.41%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.31%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

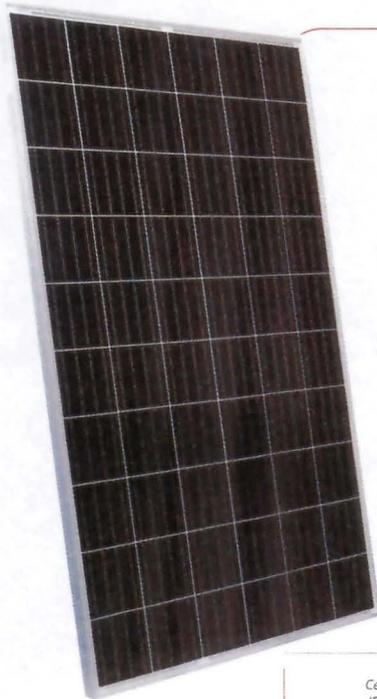
STC: ☀ Irradiance 1000W/m² 📖 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5

NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² 📖 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌬 Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

STP265 - 20/Wem
STP260 - 20/Wem
STP255 - 20/Wem

265 Watt POLYCRYSTALLINE SOLAR MODULE



Features



High module conversion efficiency

Module efficiency up to 16.3% achieved through advanced cell technology and manufacturing capabilities



High PID resistant

Advanced cell technology and qualified materials lead to high resistance to PID



Positive tolerance

Positive tolerance of up to 5% delivers higher outputs reliability



Suntech current sorting process

System output maximized by reducing mismatch losses up to 2% with modules sorted & packaged by amperage



Extended wind and snow load tests

Module certified to withstand extreme wind (3800 Pascal) and snow loads (5400 Pascal) *



Withstanding harsh environment

Reliable quality leads to a better sustainability even in harsh environment like desert, farm and coastline

Certifications and standards:
IEC 61215, IEC 61730, conformity to CE



Trust Suntech to Deliver Reliable Performance Over Time

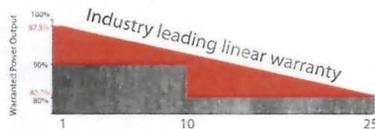
- World-class manufacturer of crystalline silicon photovoltaic modules
- Unrivaled manufacturing capacity and world-class technology
- Rigorous quality control meeting the highest international standards: ISO 9001: 2008, ISO 14001: 2004 and ISO17025: 2005
- Regular independently checked production process from international accredited institute/company
- Tested for harsh environments (salt mist, ammonia corrosion and sand blowing testing: IEC 61701, IEC 62716, DIN EN 60068-2-68)***
- Long-term reliability tests
- 2 x 100% EL inspection ensuring defect-free



Special 4 busbar design

The unique cell design leads tremendous reduction in electrodes resistance and raise in conversion efficiency. Less residual stress, less cell micro-cracks and hotspot risks.

Industry-leading Warranty based on nominal power



- 97.5% in the first year, thereafter, for years two (2) through twenty-five (25), 0.7% maximum decrease from MODULE's nominal power output per year, ending with the 80.7% in the 25th year after the defined WARRANTY STARTING DATE.****
- 10-year product warranty
- 25-year linear performance warranty

IP67

IP67 Rated Junction Box

IP67 rated junction box supports installations in multiple orientations. High reliable performance, low resistance connectors ensure maximum output for the highest energy production.

* Please refer to Suntech Standard Module Installation Manual for details. **PV Cycle only for EU market.

*** Please refer to Suntech Product Near-coast Installation Manual for details. **** Please refer to Suntech Product Warranty for details.

STP265 - 20/Wem
STP260 - 20/Wem
STP255 - 20/Wem

Electrical Characteristics

STC	STP265-20/Wem	STP260-20/Wem	STP255-20/Wem
Maximum Power at STC (Pmax)	265 W	260 W	255 W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	31.0 V	30.9 V	30.8 V
Optimum Operating Current (Imp)	8.56 A	8.42 A	8.28 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.8 V	37.7 V	37.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.02 A	8.89 A	8.76 A
Module Efficiency	16.3%	16.0%	15.7%
Operating Module Temperature	-40 °C to +85 °C		
Maximum System Voltage	1000 V DC (IEC)		
Maximum Series Fuse Rating	20 A		
Power Tolerance	0/+5 %		

STC Irradiance 1000 W/m², module temperature 25 °C, AM=1.5;
 Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used; power measurement uncertainty is within +/- 3%

NOCT	STP265-20/Wem	STP260-20/Wem	STP255-20/Wem
Maximum Power at NOCT (Pmax)	194 W	191 W	188 W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	28.3 V	28.2 V	28.1 V
Optimum Operating Current (Imp)	6.86 A	6.76 A	6.68 A
Open Circuit Voltage (Voc)	34.8 V	34.8 V	34.7 V
Short Circuit Current (Isc)	7.32 A	7.19 A	7.12 A

NOCT Irradiance 800 W/m², ambient temperature 20 °C, AM=1.5, wind speed 1 m/s;
 Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used; power measurement uncertainty is within +/- 3%

Temperature Characteristics

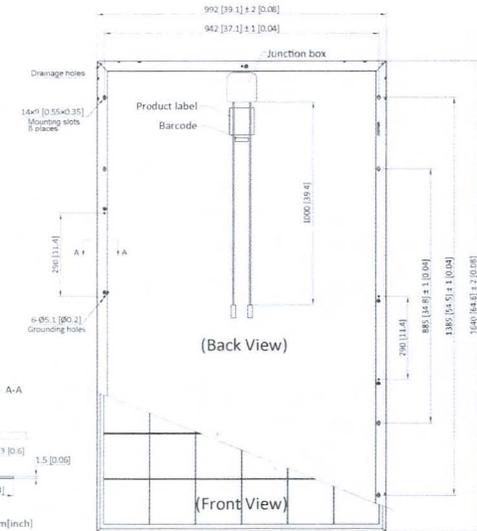
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.42 %/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.33 %/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.067 %/°C

Mechanical Characteristics

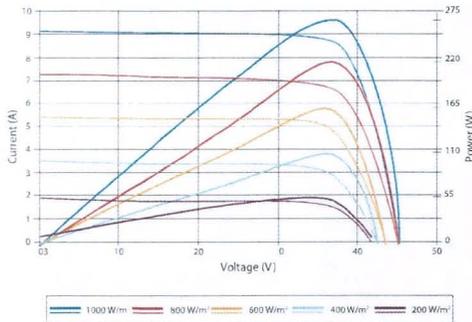
Solar Cell	Polycrystalline silicon 156 × 156 mm (6 inches)
No. of Cells	60 (6 × 10)
Dimensions	1640 × 992 × 35mm (64.6 × 39.1 × 1.4 inches)
Weight	18.2 kgs (40.1 lbs.)
Front Glass	3.2 mm (0.13 inches) tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP67 rated (3 bypass diodes)
Output Cables	TUV (2Pfg1169:2007) 4.0 mm ² (0.006 inches ²), symmetrical lengths (-) 1000mm (39.4 inches) and (+) 1000 mm (39.4 inches)
Connectors	Original MC4 connectors

Packing Configuration

Container	20' GP	40' HC
Pieces per pallet	30	30
Pallets per container	6	28
Pieces per container	180	840



Current-Voltage & Power-Voltage Curve (265-20)



Excellent performance under weak light conditions: at an irradiance intensity of 200 W/m² (AM 1.5, 25 °C), **96.5%** or higher of the STC efficiency (1000 W/m²) is achieved

Dealer information



Information on how to install and operate this product is available in the installation instruction. All values indicated in this data sheet are subject to change without prior announcement. The specifications may vary slightly. All specifications are in accordance with standard EN 50380. Color differences of the modules relative to the figures as well as discolorations of in the modules which do not impair their proper functioning are possible and do not constitute a deviation from the specification.

Onduleur string(8-23kW)



SUN2000-8/10/12/15/17/20/23KTL



Intelligent

- Jusqu'à 3 MPPT pour une adaptation polyvalente aux différents types ou quantités de modules fabriqués avec différents alignements
- Contrôle intelligent et détection de défaillance pour un maximum de 6 branches
- LCD graphique et gestion à distance
- Ports RS 485 et USB pour la connectivité et la gestion des données (Support de mécanismes de protection de sécurité)

Des rendements plus élevés

- Résultat du test SUN2000-20KTL Photon A+/A+ à niveau d'irradiation moyen et fort
- Rendement maximum 98.6%
- Rendement européen 98.3%

Pratique

- Connexion facile avec les bornes de raccordement CC / CA et bornes de signal externes et étanches
- Emission sonore ≤ 29 dB
- Application à l'extérieur de IP65

Haute fiabilité

- Pas besoin de ventilateur externe grâce à la technologie de refroidissement naturel
- Appareils de protection contre les surtensions type II et type II intégrés
- Garantie allant jusqu'à 25 ans

Courbe de rendement

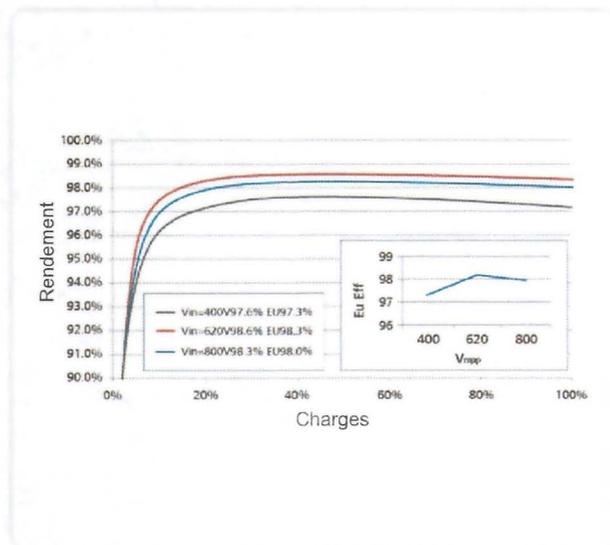
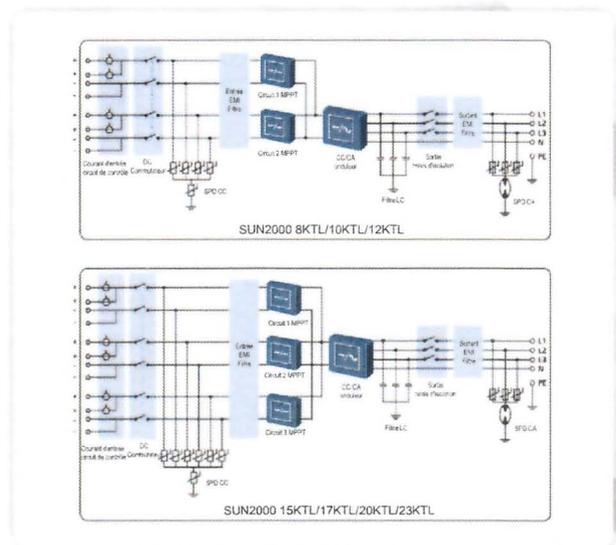


Schéma de circuit



Onduleur string(8-23kW)



Spécifications techniques	SUN2000-8KTL	SUN2000-10KTL	SUN2000-12KTL	SUN2000-15KTL	SUN2000-17KTL	SUN2000-20KTL	SUN2000-23KTL
Rendement							
Rendement max.	98.5%	98.5%	98.5%	98.6%	98.6%	98.6%	98.6%
Rendement européen	98.0%	98.0%	98.0%	98.3%	98.3%	98.3%	98.3%
Entrée							
Entrée CC max. (cosφ=1)	9,100 W	11,400 W	13,700 W	17,100 W	19,200 W	22,500 W	23,600 W
Tension d'entrée max.	1000 V	1000 V	1000 V	1000 V	1000 V	1000 V	1000 V
Courant d'entrée max. par MPPT	18 A	18 A	18 A	18 A	18 A	18 A	18 A
Tension de fonctionnement min.	200 V	200 V	200 V	200 V	200 V	200 V	200 V
Plage de tension MPP	320 V - 800 V	320 V - 800 V	380 V - 800 V	400 V - 800 V	400 V - 800 V	480 V - 800 V	480 V - 800 V
Tension d'entrée nominale	620 V	620 V	620 V	620 V	620 V	620 V	620 V
Nombre max. de faisceaux	4	4	4	6	6	6	6
Nombre de trackers MPP	2	2	2	3	3	3	3
Sortie							
Puissance nominale	8,000 VA	10,000 VA	12,000 VA	15,000 VA	17,000 VA	20,000 VA	23,000 VA
Puissance de sortie CA (cosφ=1)	8,800 VA	11,000 VA	13,200 VA	16,500 VA	18,700 VA	22,000 VA	23,000 VA
Tension de sortie nominale	3×230V/400V+N+PE 3×220V/380V+N+PE	3×230V/400V+N+PE 3×220V/380V+N+PE	3×230V/400V+N+PE 3×220V/380V+N+PE	3×230V/400V+N+PE 3×220V/380V+N+PE	3×230V/400V+N+PE 3×220V/380V+N+PE	3×230V/400V+N+PE 3×220V/380V+N+PE	3×230V/400V+N+PE 3×220V/380V+N+PE
Fréquence d'alimentation CA	50 Hz/60 Hz	50 Hz/60 Hz	50 Hz/60 Hz	50 Hz/60 Hz	50 Hz/60 Hz	50 Hz/60 Hz	50 Hz/60 Hz
Courant de sortie max.	12.8 A	16 A	19.2 A	24 A	27.2 A	32 A	33.5 A
Facteur de puissance ajustable	0.8 captatif... 0.8 inductif	0.8 captatif... 0.8 inductif	0.8 captatif... 0.8 inductif	0.8 captatif... 0.8 inductif	0.8 captatif... 0.8 inductif	0.8 captatif... 0.8 inductif	0.8 captatif... 0.8 inductif
Distortion totale d'harmonique max.	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
Protection							
Protection de déconnexion en entrée	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Protection anti-îlotage	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Protection de surintensité CA	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Protection contre l'inversion de polarité CC	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Surveillance des défaillances de branche système PV	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Protecteurs de surtension CC	Type II	Type II	Type II	Type II	Type II	Type II	Type II
Protecteurs de surtension CA	Type II	Type II	Type II	Type II	Type II	Type II	Type II
Contrôle d'isolement	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Détection de courant résiduel	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Display Affichage et communication							
Affichage	LCD graphique	LCD graphique	LCD graphique	LCD graphique	LCD graphique	LCD graphique	LCD graphique
RS485	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
USB	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Données générales							
Dimensions (L/H/P)	520x610x255 mm (20,5 x 24,0 x 10,0 po.)	520x610x255 mm (20,5 x 24,0 x 10,0 po.)	520x610x255 mm (20,5 x 24,0 x 10,0 po.)	520x610x255 mm (20,5 x 24,0 x 10,0 po.)	520x610x255 mm (20,5 x 24,0 x 10,0 po.)	520x610x255 mm (20,5 x 24,0 x 10,0 po.)	520x610x255 mm (20,5 x 24,0 x 10,0 po.)
Poids	40 kg	40 kg	40 kg	48 kg	48 kg	48 kg	48 kg
Intervalle de températures de fonctionnement	De -25 °C à +60 °C (de -13 °F à +140 °F)	De -25 °C à +60 °C (de -13 °F à +140 °F)	De -25 °C à +60 °C (de -13 °F à +140 °F)	De -25 °C à +60 °C (de -13 °F à +140 °F)	De -25 °C à +60 °C (de -13 °F à +140 °F)	De -25 °C à +60 °C (de -13 °F à +140 °F)	De -25 °C à +60 °C (de -13 °F à +140 °F)
Refroidissement	Convection naturelle	Convection naturelle	Convection naturelle	Convection naturelle	Convection naturelle	Convection naturelle	Convection naturelle
Altitude d'exploitation	3 000m	3 000m	3 000m	3 000m	3 000m	3 000m	3 000m
Humidité relative (sans condensation)	0~100%	0~100%	0~100%	0~100%	0~100%	0~100%	0~100%
Connecteur CC	Amphenol H4	Amphenol H4	Amphenol H4	Amphenol H4	Amphenol H4	Amphenol H4	Amphenol H4
Connecteur CA	Amphenol C16/3	Amphenol C16/3	Amphenol C16/3	Amphenol C16/3	Amphenol C16/3	Amphenol C16/3	Amphenol C16/3
Degré de protection	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65
Autoconsommation de nuit	< 1 W	< 1 W	< 1 W	< 1 W	< 1 W	< 1 W	< 1 W
Topologie	Sans transformateur	Sans transformateur	Sans transformateur	Sans transformateur	Sans transformateur	Sans transformateur	Sans transformateur
Emission sonore	≤ 29 dB	≤ 29 dB	≤ 29 dB	≤ 29 dB	≤ 29 dB	≤ 29 dB	≤ 29 dB
Garantie	5 ans 10/15/20/25 ans en option	5 ans 10/15/20/25 ans en option	5 ans 10/15/20/25 ans en option	5 ans 10/15/20/25 ans en option	5 ans 10/15/20/25 ans en option	5 ans 10/15/20/25 ans en option	5 ans 10/15/20/25 ans en option
Conformité aux normes							
Sécurité/CEM	EN61000-6-2, EN61000-6-3, EN61000-3-2, EN61000-3-3, EN61000-3-11, EN61000-3-12, EN/IEC62109-1, EN/IEC62109-2						
Code de réseau	VDE-AR-N4105, VDE0126-1-1, BDEW 2008, Enel-Guideline, CEI 0-21, G59/2, G83/1-1, AS4777, CGC/GF004:2011, IEC61727, IEC62116, RD1669, UTE C 15-7 12-1						