



INFORME TÉCNICO
DETERMINACIÓN DE MÍNIMOS TÉCNICOS
PARQUE FOTOVOLTAICO QUILAPILÚN



CONTROL DE VERSIÓN Y REVISIÓN

Versión	Fecha	Redacción	Revisión	Aprobación	Observación
1	25/05/2018	CS / DC	DCC	MC/DCC	-
2	29/10/2018	CS / DC	DCC	MC/DCC	-

ÍNDICE DE CONTENIDO

Índice de Contenido.....	1
Resumen Ejecutivo	2
1. Aspecto Normativo	2
1.1. Determinación de mínimo Técnico	2
2. Aspecto Técnicos de Diseño Parque Fotovoltaico Quilapilún	3
3. Antecedentes de Operación de Parque Fotovoltaico Quilapilún.....	6
4. Justificaciones que describen fuentes de inestabilidad del Parque Fotovoltaico Quilapilún.....	8
5. Potencia Mínima considerando tipo de inversor.....	9
6. Modelo cuantitativo para la determinación de la potencia mínima	10
6.1. Pcolector: Pérdidas en el sistema colector del parque ERNC.....	11
6.2. SSAA: Servicios Auxiliares de la central.	14
6.3. P2: Potencia activa inyectada en la barra de media tensión de la central.	15
6.4. Ptrafo: Pérdidas Activas en el transformador de poder de la central.	15
6.5. P1: Potencia activa inyectada en la barra de alta tensión de la central....	17
7. Conclusiones	19

RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe tiene por finalidad establecer el valor de Mínimo Técnico del Parque Fotovoltaico Quilapilún, basado en los criterios establecidos en el Anexo Técnico: “Determinación de mínimos técnicos en unidades generadoras”.

1. ASPECTO NORMATIVO

1.1. DETERMINACIÓN DE MÍNIMO TÉCNICO

El Anexo Técnico de Mínimos Técnicos, establece en su Artículo 9 que la Empresa Generadora deberá proporcionar a la Dirección de Operaciones los antecedentes que respaldan el valor de Mínimo Técnico informado, incluyendo los supuestos y metodologías utilizadas para establecer dicho valor, los que deberán recoger las recomendaciones entregadas por el fabricante y antecedentes operativos que hayan sido registrados durante la operación de la respectiva unidad generadora.

El Informe Técnico que respalda el valor de Mínimo Técnico o Informe de Mínimo Técnico, consiste en un documento que describe los registros de operación, supuestos, metodologías, alcances de la aplicación de estas metodologías, y conclusiones bajo los cuales se estableció el valor de Mínimo Técnico informado.

Este informe debe contener, al menos, la siguiente información:

- a) Antecedentes técnicos de diseño.
- b) Recomendaciones del fabricante y antecedentes nacionales o internacionales de unidades de similares características.
- c) Antecedentes de operación de la unidad generadora, incluyendo los registros y descripción de los análisis y pruebas efectuadas.
- d) Justificaciones que describan las eventuales fuentes de inestabilidad en la operación de la unidad generadora, que impidan que la unidad pueda operar en un valor menor de potencia activa.
- e) Antecedentes técnicos que respalden y expliquen el comportamiento esperado o desempeño registrado.

2. ASPECTO TÉCNICOS DE DISEÑO PARQUE FOTOVOLTAICO QUILAPILÚN

La central fotovoltaica Quilapilún, se encuentra ubicada en el kilómetro 33 de la CH57, en la provincia de Chacabuco, Región Metropolitana. La potencia instalada es de 103,02 MW, siendo la evacuación de energía hacia la red del sistema interconectado central a través de un seccionamiento de línea Polpaico - Los Maquis 2x220kV. El parque fotovoltaico Quilapilún está compuesto por 101 inversores. Los inversores son provistos por el fabricante Ingeteam, modelo 1000TLx400. Estos inversores se vinculan a la barra de 22kV a través de los centros de transformación, siendo 53 transformadores de poder de relación 22/0,4kV. La conexión a la barra de 22kV de la S/E elevadora de la central se realiza mediante 11 circuitos independientes. Finalmente, la vinculación a la barra de 220kV se realiza por medio del transformador principal de relación nominal 22/220kV y 130 MVA de potencia nominal.

En Anexo N°1 se adjunta el diagrama unifilar del parque fotovoltaico Quilapilún y sus diagramas funcionales para el nivel de tensión de 220kV y 22kV.

Los paneles solares utilizados en el parque fotovoltaico Quilapilún corresponden a paneles provistos por el fabricante SunEdison modelo Silvantis F-SERIES de 305-310-315[Wp]. Las especificaciones del panel se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 2-1: Especificaciones técnicas panel fotovoltaico

PHYSICAL PARAMETERS

Module Dimensions	1,976 mm x 990 mm x 50 mm
Module Weight	22.0 kg
Cell-Type	Multicrystalline
Number of Cells	72
Frame Material	Anodized aluminum alloy frame
Tempered ARC Glass Thickness	3.2 mm
Connector Types (indicated in model #)	Amphenol H4 (-39)

TEMPERATURE COEFFICIENTS AND PARAMETERS¹

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45 C ± 2 C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.43 %/C
Temperature Coefficient of Voc	-0.31 %/C
Temperature Coefficient of Isc	+0.05 %/C
Operating Temperature	-40 C to +85 C
Maximum System Voltage	1000 V (IEC)
Limiting Reverse Current	8.40 A
Maximum Series Fuse Rating	15 A
Pmax Production Tolerance	0 W to +5 W
Junction Box Rating	IP67
Application Class	Class A
Packaging Specifications	20 modules per pallet 440 modules per 40' high-cube container
Wind and Snow Front Load	5,400 Pa
Wind Back Load	2,400 Pa
Reduction of STC efficiency from 1000 W/m ² to 200 W/m ² (Relative)	< 4%

STC ELECTRICAL CHARACTERISTICS²

Model # ³	P295BzC	P300BzC	P305BzC	P310BzC	P315BzC
Rated Maximum Power Pmax (W)	295	300	305	310	315
Open-Circuit Voltage Voc (V)	45.4	45.5	45.6	45.7	45.8
Short Circuit Current Isc (A)	8.81	8.86	8.91	8.96	9.01
Module Efficiency (%)	15.1	15.3	15.6	15.8	16.1
Maximum Power Point Voltage Vmpp (V)	36.7	36.8	36.9	37.0	37.1
Maximum Power Point Current Impp (A)	8.04	8.15	8.27	8.38	8.50

NOCT ELECTRICAL CHARACTERISTICS⁴

Model # ³	P295BzC	P300BzC	P305BzC	P310BzC	P315BzC
Rated Maximum Power Pmax (W)	198.3	203.2	208.2	213.1	218.1
Open-Circuit Voltage Voc (V)	40.9	41.0	41.0	41.1	41.1
Short Circuit Current Isc (A)	6.85	6.88	6.91	6.94	6.97
Maximum Power Point Voltage Vmpp (V)	31.4	31.5	31.6	31.7	31.8
Maximum Power Point Current Impp (A)	6.31	6.45	6.59	6.72	6.86

Los inversores utilizados, marca INGETEAM, modelo 1000TLx400 (4 módulos de 250 kW – 400 VAC) se encuentran integrados en casetas prefabricadas (dos inversores, o un inversor, dependiendo del sub-campo del que se trate) con celdas de media tensión, y transformadores intemperie ubicados en otro recinto vallado y próximo a la caseta del inversor. La vinculación a la barra de 22kV de la S/E Elevadora de la central se realiza

mediante 11 circuitos independientes. Las principales características de los inversores se muestran a continuación:

Tabla 2-2: Datos técnicos inversor

Input (DC)	
Recommend PV array power range	1.036 – 1,347 kWp
Voltage Range MPP	578 – 820 V
Maximun voltage	1,000 V
Maximun current	1,800 A
Nº inputs with fuse holders	12 (extendable up to 16)
Power blocks	4
MPPT	1
Current at each input	100 to 200 A
Output (AC)	
Rated power	1,020 kW
Maximum current	1,472 A
Rated voltage	400 V IT System
Frequency	50 /60 Hz
Ohi Cousine	1
Phi Cousine adjustable	Yes. 5max=1,020 kVA
THD (Total Harmonic Distortion)	<3 %

Las principales características de estos transformadores de media tensión se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 2-3: Datos técnicos transformador de media tensión

Tipos	1100/24/22-0,40-0,40-O-PEPA 2200/24/22-0,40-0,40-O-PEPA
Potencia nominal (kVA)	1100
Normas de fabricación	IEC – 60076
Número de fases	3
Tensión de arrollamiento secundario entre fases, doble y de 1100 kVA cada uno (Tensión en vacío)	22 kV
Tensión de arrollamiento primero entre fases y neutro (vacío)	no neutro en AT
Tensión de arrollamiento segundo (Tensión vacío)	400 V
Regulación arrollamiento primario (maniobrable sin tensión)	±2,5 ±5 %
Grupo de conexión	Dyn11
Líquido Refrigerante	Aceite Mineral EN 60296
Material de arrollamientos	Aluminio
Método de refrigeración	ON/AN
Conexión en AT	Triángulo
Frecuencia	50 [Hz]
Máxima temperatura ambiente	40 °C
Conexión BT	Estrella/Estrella
Pérdidas en vacío al 100 % de Un	1100 W+15% 2060 W+15%
Perdidas debidas a la carga a 75°C y posición nominal	9800 W + 15% 19600 W + 15%
Nivel de aislamiento arrollamiento primario	1,1 kV
Nivel de aislamiento arrollamiento secundario	24 kV

Asimismo, la planta cuenta con cuatro unidades STATCOM de 4MVA de potencia nominal c/u y cuatro bancos de capacitores de 10MVAc/u. La vinculación de los compensadores estáticos se realiza mediante dos campos que acometen a la barra en MT de 22kV de la central, mientras que los bancos de capacitores se encuentran vinculados a la misma barra con cuatro circuitos independientes.

Se adjunta más detalle en el Anexo N°2.

3. ANTECEDENTES DE OPERACIÓN DE PARQUE FOTOVOLTAICO QUILAPILÚN

Se consideran los siguientes antecedentes de operación:

- Informe de Implementación de Modelos - PFV Quilapilún
Autor: Estudios Energéticos Consultores.

- Antecedentes de operación de los siguientes días
- 26 de marzo de 2018
- 15 de enero de 2018
- 14 de enero de 2018
- 18 de diciembre de 2017
- 2 de diciembre de 2017
- 1 de diciembre de 2017
- 11 de noviembre de 2017
- 3 de noviembre de 2017
- 2 de noviembre de 2017
- 18 de octubre de 2017
- 17 de octubre de 2017
- 11 de octubre de 2017
- 5 de octubre de 2017
- 2 de octubre de 2017
- 30 de septiembre de 2017
- 26 de septiembre de 2017
- 10 de septiembre de 2017

De acuerdo a los antecedentes enviados, se declara que el parque fotovoltaico Quilapilún tiene una potencia mínima en bornes de alta tensión de 10.3 [MW], considerando disponibilidad del recurso solar. A continuación se muestra la curva de la planta en coordenadas PQ según modelación del estudio de comportamiento dinámico

(antecedente principal desarrollado por Estudio Energético Consultores). En la figura se puede apreciar que la potencia mínima de la planta es de 10.279 [MW].

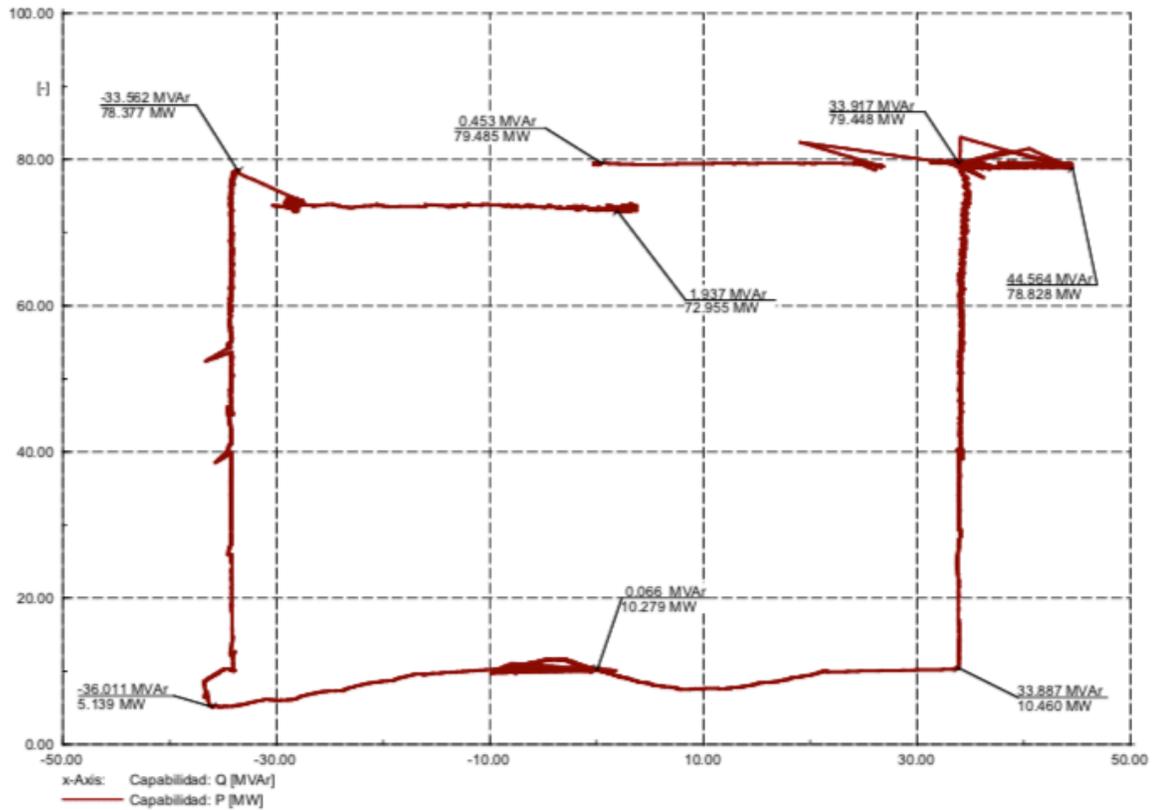


Figura 3-1: Curva PQ obtenida del estudio de modelo dinámico de PFV Quilapilún

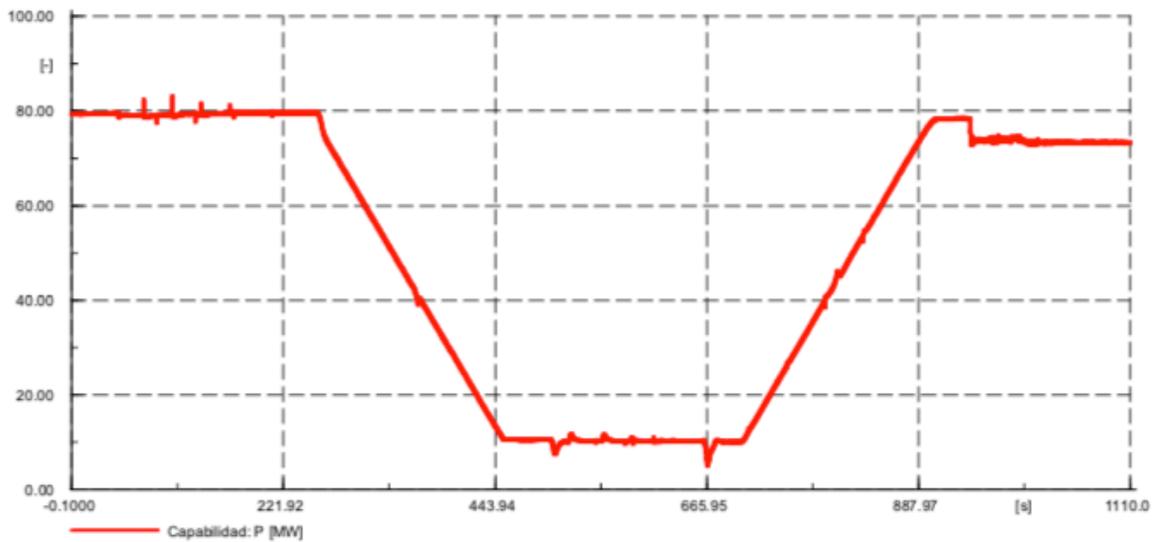


Figura 3-2: Curva de potencia obtenida del estudio del modelo dinámico de PFV Quilapilún. En ella se puede observar que la PFV se mantiene sin oscilaciones en una potencia mínima de 10.3 [MW]

Respecto a la potencia reactiva, se corrobora que la planta intercambia potencia reactiva al menos hasta un valor de factor de potencia de 0.95, tanto en el rango inductivo como capacitivo en presencia de recurso solar.

Respecto de la capacidad de inyección de reactivos del parque fotovoltaico Quilapilún, sin presencia de recurso primario, la planta solar cuenta con la disponibilidad para tal efecto según requerimiento del Coordinador Eléctrico Nacional, respondiendo al lo indicado en el Artículo 8-8 de la NTSyCS, donde la planta intercambia potencia reactiva hasta un valor de factor de potencia 0.95.

Los servicios auxiliares consumidos son mínimos, pero como caso extremo se considerará un supuesto 85% de la potencia nominal del transformador de SSAA, es decir, 0.128 [MW] de consumo aproximadamente, considerando cargas continuas y discontinuas de los servicios auxiliares.

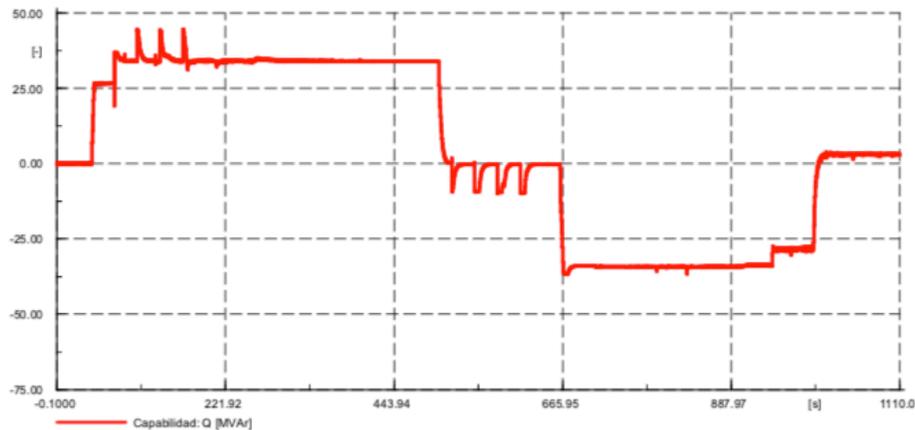


Figura 3-3: Curva de potencia obtenida del estudio del modelo dinámico de PFV Quilapilún.

Dichos antecedentes de registro de potencia se encuentran en los anexos del informe, Anexo N° 3.

4. JUSTIFICACIONES QUE DESCRIBEN FUENTES DE INESTABILIDAD DEL PARQUE FOTOVOLTAICO QUILAPILÚN

De acuerdo a los registros de potencia presentados en el Anexo N°3, se constata que el parque fotovoltaico Quilapilún puede generar en todo el rango definido entre los valores de mínimo técnico de 10.3 [MW].

5. POTENCIA MÍNIMA CONSIDERANDO TIPO DE INVERSOR

Para la planta Fotovoltaica Quilapilún se consideró el inversor INGETEAM, modelo 1000TL X400 DCAC Indoor, de las siguientes características:

Tabla 1: Principales características del inversor INGECON, modelo 1000TL X400 DCAC Indoor

Features	
Maximum efficiency	99.1%
Euroefficiency	99%
Stand-by consumption [®]	120 W
Consumption at night	120 W

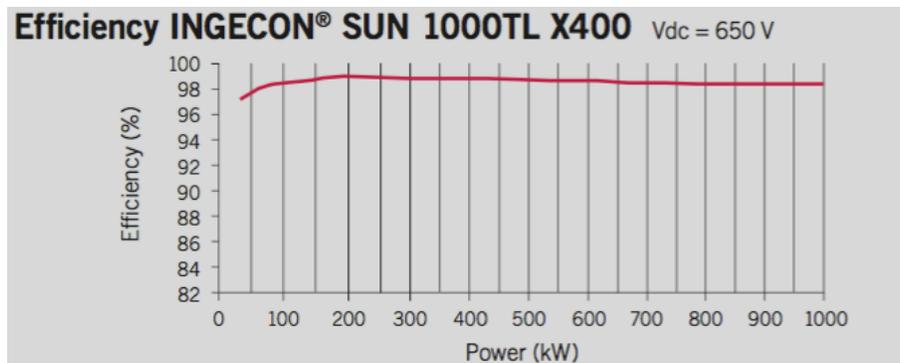


Figura 5-1: Curva de eficiencia del inversor INGECON, modelo 1000TL X400 DCAC Indoor

Considerando el tipo de tecnología y el controlador asociado al inversor de este tipo, se tiene que la potencia mínima de la planta para realizar el seguimiento de la consigna es de un 10% de la potencia nominal de la planta o superior:

$$P_{\text{mínimo}} = P_{\text{nominal}} \text{PFV}_{\text{Quilapilún}} \cdot \%_{\text{seguimiento consigna}}$$

$$P_{\text{mínimo}} = 103.02 \text{ [MW]} \cdot 10[\%]$$

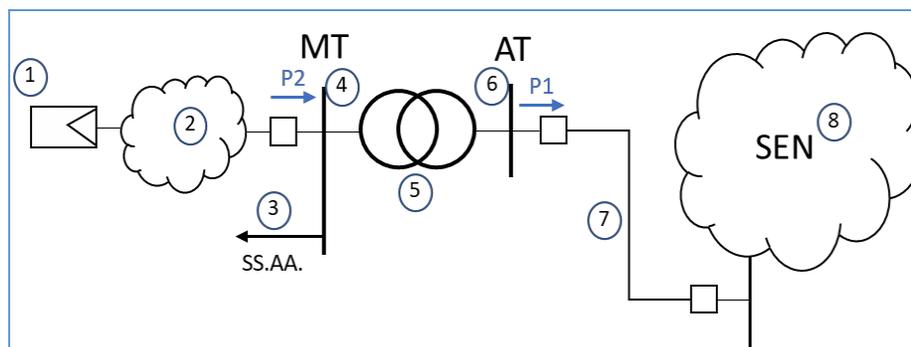
$$P_{\text{mínimo}} = 10.3 \text{ [MW]}$$

6. MODELO CUANTITATIVO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA MÍNIMA

El presente capítulo tiene por finalidad establecer el valor de Mínimo Técnico del parque fotovoltaico Quilapilún, basado en el criterio establecido en el Anexo Técnico “Determinación de mínimos técnicos en unidades generadoras”, enviado por el Coordinador Eléctrico Nacional a través de la comunicación “CEN-GO-DCO-MT- FV Quilapilún-V1”, con fecha 3 de octubre del 2018.

Considerando el documento “Anexo 1: Parámetros requeridos de potencia activa y pérdidas en Parques ERNC”, se presenta el siguiente sistema equivalente que representa al parque fotovoltaico Quilapilún conectado al sistema.

Figura 6-1: Modelo del sistema equivalente simplificado que representa a parque fotovoltaico Quilapilún



Los componentes del parque fotovoltaico Quilapilún son los siguientes:

1. **Generador equivalente:** Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de potencia activa alterna de cada inversor del parque ERNC.
2. **Pérdidas en sistema colector del parque:** Corresponde a las pérdidas del sistema colector del parque ERNC, principalmente en cables de baja y media tensión, y en los transformadores colectores que elevan de baja a media tensión.
3. **Servicios Auxiliares (SS.AA.) de la central.**
4. **Barra de media tensión (MT):** Corresponde a la tensión en el lado de baja tensión del transformador de poder de la central.
5. **Transformador de Poder:** Equipo elevador presente en la subestación de salida del parque ERNC.
6. **Barra de alta tensión (AT):** Corresponde a la tensión en el lado de alta tensión del transformador de poder de la central.
7. **Línea dedicada de la central:** Línea de alta tensión que vincula el parque ERNC con el sistema eléctrico.
8. **Sistema Eléctrico Nacional (SEN).**

9. **P1:** Potencia inyectada por el parque ERNC en la barra de alta tensión de su subestación de salida.
10. **P2:** Potencia inyectada por el parque ERNC en la barra de media tensión de su subestación de salida.

Considerando lo anterior, se calculan los valores de P1 y P2 a continuación según lo siguiente:

- a) P1: Potencia activa inyectada en la barra de alta tensión de la central.
- b) P2: Potencia activa inyectada en la barra de media tensión de la central.
- c) Ptrafo: Pérdidas Activas en el transformador de poder de la central.
- d) SSAA: Servicios Auxiliares de la central.
- e) Pcolector: Pérdidas en el sistema colector del parque ERNC.

A través de las siguientes fórmulas se definirá, según lo presentado por el Coordinador Eléctrico Nacional, el mínimo técnico del parque fotovoltaico Quilapilún.

$$MinTec = P_1 + P_{trafo} + SSAA + P_{colector}$$

A continuación se calculará el valor de cada uno de estos parámetros mencionados en el capítulo anterior para definir la potencia inyectada a la barra de alta tensión:

6.1. PCOLECTOR: PÉRDIDAS EN EL SISTEMA COLECTOR DEL PARQUE ERNC.

Las pérdidas del sistema colector se considerarán como las presentes en los siguientes elementos pertenecientes al sistema colector de la central:

- Inversores, los cuales son 101 en total.
- Pérdidas óhmicas en Corriente Alterna (estimativa)
- Transformador asociado a la estación solar, los cuales son 53 unidades

Inversor

La potencia de consumo de los inversores en operación corresponde a 120 W. A continuación se indica la tabla de características del inversor, donde se destaca el consumo del inversor en funcionamiento.

Tabla 1: Principales características del inversor INGECON, modelo 1000TL X400 DCAC Indoor

Features	
Maximum efficiency	99.1%
Euroefficiency	99%
Stand-by consumption®	120 W
Consumption at night	120 W

Considerando la existencia de 101 inversores, el consumo del conjunto de inversores sería el producto entre número total de inversores y la potencia de consumo propio de cada unidad:

$$\begin{aligned} L_{total\ inversores} &= n_{inversores} \cdot P_{consumo\ propio} \\ L_{total\ inversores} &= 101 \cdot 120[W] = 12120 [W] \\ L_{total\ inversores} &= 12.12 [kW] \end{aligned}$$

La potencia de salida de los inversores será la diferencia entre el valor de potencia mínima, menos el valor de potencia de consumo propio del conjunto de inversores:

$$\begin{aligned} P_{out\ inversor} &= P_{mín\ consigna} - L_{inversores} \\ P_{out\ inversor} &= P_{mín\ consigna} - 0.01212 [MW] \end{aligned}$$

Pérdidas óhmicas en corriente alterna (desde inversor hasta estación colectora)

Las pérdidas óhmicas en corriente alterna serán estimadas a partir de valores que se encuentran en la literatura. En particular se estimará considerando el valor extraído del software de modelación fotovoltaica PVSYST V6.34, donde se estima que el porcentaje de pérdidas óhmicas en promedio anual es de **0.5% de la generación**. (se adjunta documento de respaldo "FICHT-#15413782-v1-7475S20_Quilapilun_PVsyst_report_update_28APR2015.pdf" en Anexos.

Considerando lo anterior, se estimará el valor de pérdidas óhmicas como el producto entre el porcentaje de pérdidas mencionado anteriormente, por el valor de potencia mínimo de salida de los inversores.

$$\begin{aligned} L_{CA\ óhmica} &= [\%]_{loss\ CA} \cdot P_{out\ inversor} \\ L_{CA\ óhmica} &= 0.5[\%] \cdot P_{out\ inversor} \end{aligned}$$

La potencia mínima después de haber considerado las pérdidas óhmicas será el siguiente:

$$\begin{aligned} P_{out\ CA} &= P_{out\ inversor} - L_{CA\ óhmica} \\ P_{out\ CA} &= P_{mín\ consigna} - 0,01212 - 0,5 [\%] \cdot P_{out\ inversor} [MW] \\ P_{out\ CA} &= P_{mín\ consigna} - 0.01212 - 0.5 [\%] \cdot (P_{mín\ consigna} - 0.01212) [MW] \\ P_{out\ CA} &= 99.5 [\%] * (P_{mín\ consigna} - 0.01212) [MW] \end{aligned}$$

Estación Solar

Las pérdidas asociadas a los transformadores de poder de las estaciones solares serán estimadas considerando la potencia a plena carga y el índice de carga (C) aproximado de la central y las pérdidas en el hierro del transformador de poder. Al encontrarse conectadas las estaciones en paralelo a la barra de media tensión, se considerará la inyección total de la potencia mínima por la cantidad total de las estaciones solares como si fuese una sola unidad.

$$P_{loss\ trafo} = n_{trafo} \cdot (P_{cobre} + P_{hierro}) (*)$$

$$P_{loss\ trafo} = n_{trafo} \cdot (C^2 \cdot L_{con\ carga} + L_{sin\ carga}) (*)$$

$$P_{loss\ trafo} = n_{trafo} \cdot \left[\left(\frac{P_{out\ CA}}{P_{nom\ trafo} [kVA] \cdot n_{trafo}} \right)^2 \cdot L_{con\ carga} + L_{sin\ carga} \right] [MW]$$

1

Los datos del transformador de poder son los siguientes:

- Figura 6-2: Características de transformador de poder de la estación solar

Características Técnicas	Valores
Tipo	2200/24/22-0,40-0,40-O-PEPA
Potencia nominal (kVA)	1100 + 1100 (2200)
Normas de fabricación	IEC-60076
Número de fases	3
Tensión de arrollamiento primario (doble y de 1100 kVA cada uno)	400 V
Tensión de arrollamiento secundario entre fases, doble y de 1100 kVA cada uno (Tensión en vacío)	22 kV
Conmutación arrollamiento secundario (maniobrable sin tensión)	±2,5±5 %
Grupo de conexión	Dyn11Dyn11
Líquido Refrigerante	Aceite Mineral EN 60296
Material arrollamientos	ALUMINIO
Método de refrigeración	ON/AN
Conexión en AT	Triángulo
Frecuencia	50 Hz
Máxima temperatura ambiente	40 °C
Conexión en BT	Estrella / Estrella
Pérdidas en vacío al 100 % de Un	2060 W + 15%
Pérdidas debidas a la carga a 75 °C y posición nominal	19600 W + 15%

A continuación se describe cada componente nuevo:

- $P_{nom\ trafo} [kVA]$: Potencia nominal del transformador de la estación solar. Se supondrá el valor considerando un transformador empleado en este tipo de estaciones solares de 2200 [kVA] según la especificación técnica.

(*) Referencia de fórmula, link <http://personales.unican.es/rodrigma/PDFs/Trafos.pdf>

Ecuación 59, página 28

- n_{trafo} : Número total de transformadores de poder de las estaciones solares. La cantidad de transformadores de poder de la estación solar está dada por el documento “EN2390-PL-EM-0321-TendidoMT-Ed7”, el cual se puede encontrar en la carpeta de Anexos. Considerando esta configuración, se tiene que existen 53 transformadores de poder, de los cuales 48 unidades son de 2.2 MVA y 5 unidades son de 1.1 MVA. Por esta razón, se aproximará este valor considerando en el cálculo 51 unidades de 2.2 MVA.
- $L_{con\ carga}$: Potencia de pérdidas en plena carga. Se supondrá el valor considerando un transformador empleado en este tipo de estaciones solares, y que tiene un valor de 19600 [W].
- $L_{sin\ carga}$: Potencia de pérdidas en vacío. Se supondrá el valor considerando un transformador empleado en este tipo de estaciones solares, y que tiene un valor de 2060 [W].

Remplazando los valores se obtiene el valor de la potencia consumida por los transformadores de poder de las estaciones solares:

$$P_{loss\ trafo} = 51 \cdot \frac{\left[\left(\frac{P_{out\ CA}}{2200[kVA] \cdot 51} \right)^2 19600 [W] + 2060 [W] \right]}{1000000} [MW]$$

Finalmente, la potencia en los terminales de salida de la estación solar es la siguiente:

$$P_{out\ solar\ station} = P_{out\ CA} - L_{out\ trafo}$$

$$P_{out\ solar\ station} = 99.5 [\%] * (P_{min\ consigna} - 0.012[MW]) - 51 \cdot \frac{\left[\left(\frac{99.5 [\%] * (P_{min\ consigna} - 0.012) -}{2200[kVA] \cdot 51} \right)^2 19600 [W] + 2060 [W] \right]}{1000000} [MW]$$

6.2. SSAA: SERVICIOS AUXILIARES DE LA CENTRAL.

El transformador de SSAA posee un valor de 150 kVA, según lo indicado en el plano unilineal “153002 P QLP 51 004.pdf” adjunto.

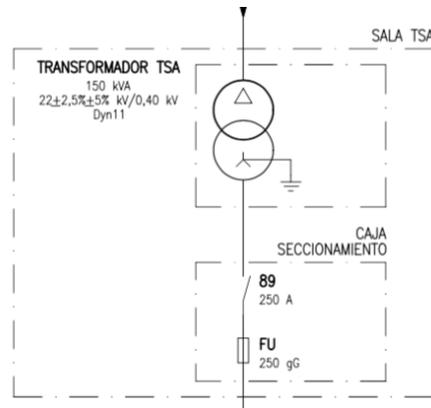


Figura 6-3: Características del transformador de SSAA.

Considerando el peor de los casos, se considerará un nivel de carga del transformador de SSAA de un 85%, entre cargas continuas y discontinuas, por lo que se considerará una potencia de consumo del siguiente valor:

$$L_{SSAA} = SSAA_{cargas\ continuas} + SSAA_{cargas\ discontinuas} \approx 127.5 [kW]$$

$$L_{SSAA} = 0.128 [MW]$$

6.3. P₂: POTENCIA ACTIVA INYECTADA EN LA BARRA DE MEDIA TENSIÓN DE LA CENTRAL.

La potencia activa inyectada en la barra de media tensión de la central es igual al valor de la potencia que sale de la estación solar, menos la potencia consumida por los Servicios Auxiliares.

$$P_2 = P_{out\ solar\ station} - L_{SSAA}$$

$$P_2 = P_{out\ solar\ station} - 0.128 [MW]$$

6.4. P_{TRAFO}: PÉRDIDAS ACTIVAS EN EL TRANSFORMADOR DE PODER DE LA CENTRAL.

La potencia de pérdidas en el transformador de poder se calcula considerando las pérdidas en el cobre y en el hierro.

$$P_{loss\ trafo} = P_{cu} + P_{fe}$$

Pérdidas en el cobre (P_{cu}): Corresponde al producto potencia a plena carga y el índice de carga (C) aproximado del transformador de poder.

$$P_{cu} = C^2 \cdot L_{nominal load}$$

$$P_{cu} = \left(\frac{P_2}{P_{nom\ trafo} [MVA]} \right)^2 \cdot L_{nominal load} [W]$$

- $L_{nominal load}$: Potencia de pérdidas en plena carga, el cual se obtiene de las características técnicas del transformador de poder en carga ONAN, y que tiene un valor de 385 [kW].

Tabla 6-1: Respaldo de pérdidas en el cobre en ONAN (Documento de referencia: Hoja de Características Garantizadas.pdf)

PÉRDIDAS MÁXIMAS EN CARGA (ACTIVAS, RELATIVAS AL COBRE MÁS LAS ADICIONALES) EN DIFERENTES ETAPAS DE REFRIGERACIÓN / MAX LOSSES IN CHARGE (ACTIVE, RELATING TO ADDITIONAL COPPER) IN DIFFERENT STAGES OF COOLING			
Temperatura de referencia: / Ref Temp	°C	85	85
Etapa OA (ONAN)			
Nominales: / Normal	kW	Por fabricante	385 aprox
a) En la Derivación / On the Derivation	kV	220	220
Máximas: Max	kW	Por fabricante	450 aprox
a) En la Derivación / On the Derivation	kV	Por fabricante	198

- $P_{nom\ trafo} [MVA]$: Potencia nominal del transformador de poder, se considerará 120 [MVA] según lo apreciado en la imagen anterior, en su condición ONAN.

Reemplazando, se obtienen las pérdidas del transformador de poder:

$$L_{out\ trafo} = \left(\frac{P_2}{120 [MVA]} \right)^2 \cdot 385 [kW]$$

Pérdidas en el hierro (P_{fe}): Corresponde a un valor constante obtenido a través de la prueba del ensayo en vacío, en este caso 65 [kW].

Tabla 6-2: Respaldo de pérdidas en el hierro en ONAN (Documento de referencia: Hoja de Características Garantizadas.pdf)

PERDIDAS GARANTIZADAS / GUARANTEED LOSS		@ nominal Voltage
Pérdidas máx. en vacío / No Load Loss	kW	65

La potencia de salida en el transformador de poder, en el lado de alta tensión, es el siguiente:

$$L_{out\ trafo} = \left(\frac{P_2 [MW]}{120 [MVA]} \right)^2 \cdot 385 [kW] + 65 [kW]$$

$$P_{out\ trafo} = P_2 - L_{out\ trafo}$$

$$P_{out\ trafo} = P_2 - \left(\frac{P_2[MW]}{120 [MVA]} \right)^2 \cdot 385[kW] - 65 [kW]$$

6.5. P1: POTENCIA ACTIVA INYECTADA EN LA BARRA DE ALTA TENSIÓN DE LA CENTRAL.

Se tiene que la potencia en la barra de alta tensión de la central es equivalente a la potencia de salida del transformador de poder principal, por lo cual P_1 sería igual a $P_{out\ trafo}$:

$$P_1 = P_{out\ trafo}$$

Resumiendo, para obtener los valores solicitados del modelo cualitativo se tiene lo siguiente:

1. **P1: Potencia activa inyectada por el parque en la barra de alta tensión del parque fotovoltaico [MW].**
En base a las mediciones obtenidas, se parte de la base que la potencia inyectada en la barra de alta tensión es de 10.3 [MW].
2. **P2: Potencia activa inyectada en la barra de media tensión (MT) de la central [MW].**
Resolviendo la ecuación obtenida en el punto 5.4 es posible obtener el valor de P2. Considerando dicha ecuación y el valor de P1 como referencia y en unidades de [MW], igual a la potencia de salida del transformador de poder, como el valor de potencia mínima, se tiene lo siguiente:

$$P_{out\ trafo} = P_1 = \frac{\left(P_2[kW] - \left(\frac{P_2[MW]}{120 [MVA]} \right)^2 \cdot 385[kW] + 65 [kW] \right)}{1000} [MW]$$

$$10.3 [MW] = P_2[MW] - \left(\frac{P_2[MW]}{120 [MVA]} \right)^2 \cdot 0.385[MW] - 0.065 [MW]$$

$$P_2 = 10.3001 [MW]$$

3. **Ptrafo: Pérdidas activas en el transformador de poder de la central [kW].**
Resolviendo la ecuación obtenida en el punto 5.4 es posible obtener el valor de transformador de poder de la central.

$$L_{trafo} = \left(\frac{P_2[MW]}{120 [MVA]} \right)^2 \cdot 385[kW] - 65 [kW]$$

$$L_{trafo} = \left(\frac{P_2 [MW]}{120 [MVA]} \right)^2 \cdot 385 [kW] - 65 [kW]$$

$$L_{trafo} = 0.0678 [kW]$$

4. **SSAA: Servicios Auxiliares de la central [kW].**

Estas pérdidas son fijas, y corresponden a las obtenidas en el punto 5.2 del informe, 127.5 [kW].

5. **Pcolector: Pérdidas en el sistema colector del parque fotovoltaico [kW].**

Según la ecuación obtenida en el punto 5.3 se tiene que la potencia de salida en la estación solar es la siguiente:

$$P_2 = P_{out\ solar\ station} - L_{SSAA}$$

$$P_2 = P_{out\ solar\ station} - 0.128 [MW]$$

$$10.3001 [MW] = P_{out\ solar\ station} - 0.128 [MW]$$

Donde se puede obtener el valor de la potencia de salida de la estación al conocer el valor de P2.

$$P_{out\ solar\ station} = 10.4281 [MW]$$

Con este valor es posible resolver la ecuación obtenida en el punto 5.1, despejando el valor de potencia mínima de consigna y así obteniendo la potencia del colector:

$$P_{out\ solar\ station} = 99.5 [\%] * (P_{min\ consigna} - 0.012 [MW]) - \frac{\left[\left(\frac{99.5 [\%] * (P_{min\ consigna} - 0.012 [MW])}{2200 [kVA] \cdot 51} \right)^2 \cdot 19600 [W] + 2060 [W] \right]}{1000000} [MW]$$

Remplazando:

$$P_{min\ consigna} = 10.5981 [MW]$$

Por lo tanto, la potencia del colector será la siguiente:

$$P_{colector} = 51 \cdot \frac{\left[\left(\frac{99.5 [\%] * (P_{min\ consigna} - 0.012 [MW])}{2200 [kVA] \cdot 51} \right)^2 \cdot 19600 [W] + 2060 [W] \right]}{1000000} [MW]$$

$$P_{colector} = 0.1051 [MW]$$

Todos los antecedentes empleados en los cálculos se encuentran en la carpeta Anexo N°4.

7. CONCLUSIONES

De acuerdo a lo expuesto en el presente informe, se concluye que los parámetros de mínimo del parque Fotovoltaico Quilapilún corresponde a 10.3 [MW].

Para demostrar dicha potencia mínima técnica, se consideraron dos antecedentes:

1.- El modelo dinámico del parque fotovoltaico Quilapilún, donde se indica que la potencia mínima es de un 10%.

2.- El tipo de tecnología del inversor y controlador, siendo capaces de realizar un seguimiento de la consigna con un mínimo valor de error considerando un objetivo de un 10% de la potencia nominal o mayor. En valores más bajos a ese 10% se tiene que el controlador presenta oscilaciones.

Los principales resultados se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 7-1 Mínimo Técnico Parques Fotovoltaico Quilapilún

Parámetro	Parque Fotovoltaico Quilapilún
Mínimo técnico	10.3 [MW]

Tabla 7-2: Valores de modelo cuantitativo

Parámetro	Valores calculados
P1: Potencia activa inyectada por el parque en la barra de alta tensión del parque fotovoltaico [MW]	10.3 [MW]
P2: Potencia activa inyectada en la barra de media tensión (MT) de la central [MW]	10.3001 [MW]
Ptrafo: Pérdidas activas en el transformador de poder de la central [kW].	0.0678 [kW]
SSAA: Servicios Auxiliares de la central [kW].	127.5 [kW]
Pcolector: Pérdidas en el sistema colector del parque fotovoltaico [kW].	105.1 [kW]