

Observaciones al Informe Técnico de Potencia Máxima de PFV Huatacondo

Autor	Departamento de Control de la Operación		
Fecha	16 de enero de 2020		
Código	CEN-GOP-DCO-PMAX-PFV HUATACONDO-V1	Versión	1
Emitido por	Eglis Alirio Hernández Suárez.		
Revisado por	Jorge Da Costa Ll.		
Aprobado por	Gretchen Zbinden V. - Rodrigo Espinoza V.		
Actividad	Informe Técnico de Potencia Máxima de PFV Huatacondo		

1. ALCANCE

En conformidad al Artículo 39 del Anexo Técnico “Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras”, las empresas generadoras propietarias de centrales cuya fuente es renovable no convencional sin capacidad de regulación, deberán entregar un informe técnico emitido por un experto técnico, especificando las metodologías, cálculos utilizados y todos los antecedentes y aspectos técnicos que fueron utilizados para la obtención del valor de potencia máxima informado. El valor de Potencia Máxima informado deberá ser obtenido en función de registros de operación y mediciones de los recursos naturales que inciden en la operación de estas tecnologías.

En el presente documento se presentan observaciones al informe técnico de Potencia Máxima Parque Fotovoltaico Huatacondo indicado en la Ref. [1], la cual consta de 47 inversores de 2,091 MW que totalizan 98,277 MW, propiedad de Austrian Solar Chile Cuatro SpA. Ubicada en la región de Tarapacá, en conformidad al Artículo 23 del Anexo Técnico en aplicación.

El coordinado deberá atender las observaciones contenidas en el presente documento, e incorporar al informe técnico las modificaciones que resulten del actual proceso de revisión.

2. DOCUMENTACIÓN

[1]. Documento “Informe de Potencia Máxima Parque Fotovoltaico Huatacondo”, N° documento: 19012-00-ES-IT-002 Rev B, fecha documento: 25-06-2019.

3. OBSERVACIONES

A continuación, se indican las observaciones del Coordinador Eléctrico Nacional al Informe Técnico de la Ref. [1]:

3.1 Observaciones Generales

- Se solicita incorporar al informe técnico los valores de pérdidas en la central, servicios auxiliares, perdidas en el transformador y potencia neta y bruta, según lo especificado en Anexo 1 de la presente minuta.

En caso de no contar con la medición de los SS.AA. y de no poder realizarla, se solicita informar su valor, indicando la metodología que permite su estimación al operar el parque en su potencia máxima.

- b) Se solicita incorporar un diagrama unifilar de PFV Huatacondo en donde se detalle ubicación de los medidores de servicios auxiliares (SS.AA.) y de los medidores de potencia activa de la central. Considerar que los puntos de medición de potencia, energía y SS.AA. deben ser iguales a los considerados en el establecimiento de mínimo técnico y los parámetros de partida y detención del parque.
- c) Se solicita incorporar registros y gráficos de operación tal como se indica en el anexo técnico “Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras”, donde se especifica que “el valor de Potencia Máxima deberá ser obtenido en función de registros de operación y mediciones de los recursos naturales que inciden en la operación de estas tecnologías”.
- d) Se solicita incorporar al informe, registros que respalden irradiancia a un valor mayor o igual a los 1000 [W/m²], especificando métodos de medición, tal como se asumió para el cálculo de potencia máxima. Si bien existe información operacional y medición de los recursos naturales (irradiancia), estos fueron descartados para dejar solo un valor teórico nominal y no justificado con mediciones. Es necesario establecer un nexo entre la irradiancia y la potencia de salida.
- e) Se solicita incorporar al informe, la descripción de los arreglos y cantidad de paneles por inversor. Solo se muestra la hoja de datos considerando 325[Wp] nominal por cada uno, se necesita esta información para determinar la potencia teórica del parque. Si existe más de un tipo de panel de distinta potencia se debe incluir también su hoja de datos.

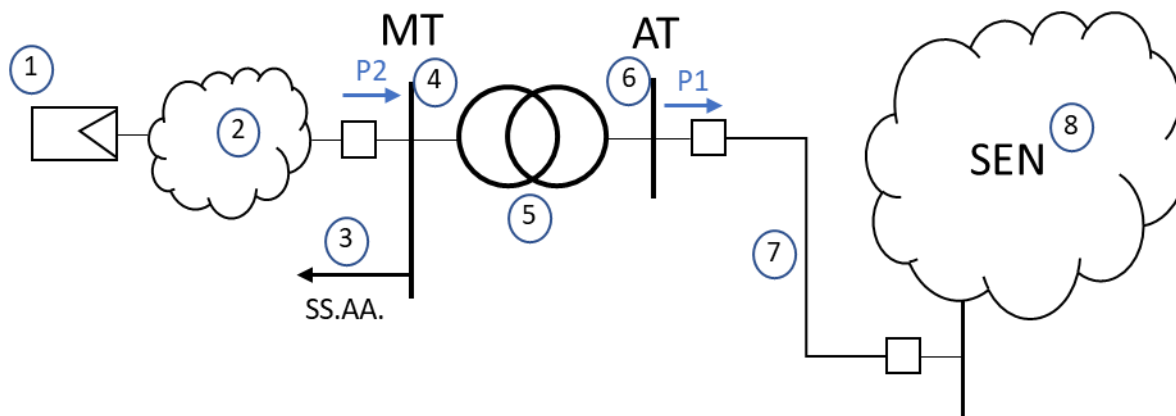
3.2 Observaciones Particulares

- a) Página 1: En la introducción se encuentra un mapa de la ubicación del parque, se solicita mencionar textualmente el punto de conexión del parque al SEN (subestación y barra) y su ubicación (región, comuna).
- b) Página 5, dice “Es importante señalar que para que el inversor opere a potencia nominal, requiere que los paneles solares se encuentren operando con una radiación igual o superior a 1000 [W/m²] (ver Figura 8-2)”. Se necesita información adicional para corroborar esa afirmación, puesto que no se menciona la potencia total de los paneles asociados a cada inversor para una irradiancia de 1000 [W/m²].
- c) Página 9, dice “Sin embargo, según lo indicado en el antecedente (d), se tiene que las pérdidas asociadas a los servicios auxiliares corresponden a 0,347 MW”. Los servicios auxiliares no son pérdidas, son consumos de la planta. Se solicita corregir.
- d) Página 5, dice “Cada uno de los inversores está compuesto por cuatro módulos independientes. Cada uno de esos módulos posee una curva de capacidad como la mostrada en la siguiente figura”. El inversor es de 2,091[MVA], por lo que la curva PQ representa el comportamiento del inversor completo. Explicar en qué consisten esos “módulos” y si es la forma en que se agrupan los inversores se solicita corregir la frase.
- e) Se solicita modificar el nombre del archivo ya que el que fue entregado al coordinador lleva por nombre “P16040 Estudio Sistémico Uribe Solar RevB”.

Anexo 1: Parámetros requeridos de potencia activa y pérdidas en Parques ERNC

A continuación, se describe un sistema equivalente que representa un parque ERNC¹ solar fotovoltaico o un parque eólico conectado al Sistema Eléctrico Nacional (SEN):

Figura 1: Sistema Equivalente parque ERNC (Solar o Eólico)



Los componentes del parque ERNC 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 la descripción anterior, se solicita enviar e incorporar al informe técnico la siguiente información:

- a) **P1**: Potencia activa inyectada en la barra de alta tensión (AT) de la central [MW].

¹ Energía Renovable no convencional.

- b) **P2**: Potencia activa inyectada en la barra de media tensión (MT) de la central [MW].
- c) **Ptrafo**: Pérdidas activas en el transformador de poder de la central [kW].
- d) **SS.AA.**: Servicios Auxiliares de la central [kW].
- e) **Pcolector**: Pérdidas en el sistema colector del parque ERNC [kW].

Finalmente, la Potencia Máxima Activa Bruta (PMax bruta) de la central quedará definido por:

$$PMax\ bruta = P1 + Ptrafo + SS.AA. + Pcolector$$

ó

$$PMax\ bruta = P2 + Pcolector$$

Y la Potencia Máxima Activa Neta (PMax neta) de la central quedará definido por:

$$PMax\ neta = P1$$

ó

$$PMax\ neta = P2 - SS.AA. - Ptrafo$$