

Observaciones al Informe de Mínimo Técnico del PFV Huatacondo

Autor	Departamento de Control de la Operación		
Fecha	16 de enero de 2020		
Código	CEN-GOP-DCO-MT-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 Mínimo Técnico de PFV Huatacondo		

1. ALCANCE

Según lo establecido en el Anexo Técnico “Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras” cada coordinado propietario de unidades generadoras debe enviar un Informe Técnico donde se respalde el valor de Mínimo Técnico de sus unidades.

El valor informado para el Mínimo Técnico deberá obedecer sólo a restricciones técnicas de operación de la unidad, omitiendo las restricciones del sistema de transmisión y medioambientales, entre otras. Sin perjuicio de lo anterior, y con el fin de poder programar el despacho de las unidades y llevar a cabo su operación en tiempo real, se deberán informar de igual manera las restricciones operativas, medioambientales, y cualquiera que modifique la operación de cada unidad.

En el presente documento se presentan detalles a las observaciones de carácter técnico al Informe de Mínimo Técnico de la Ref. [1], según lo establecido en el Artículo 10 del Anexo Técnico, para el parque fotovoltaico Huatacondo el cual consta de 47 inversores de 2,091 MW que totalizan 98,277 MW nominales, propiedad de Austrian Solar Chile Cuatro SpA. Ubicada en la región de Tarapacá.

El Coordinado deberá enviar una nueva versión del Informe Técnico que incluya los contenidos solicitados, de acuerdo con lo observado en el presente documento.

2. DOCUMENTACIÓN

[1]. Documento “Informe de Mínimo Técnico Parque Fotovoltaico Huatacondo”, N° documento: 19012-00-ES-IT-004 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]:

- a) El valor de mínimo técnico debe ser informado por inversor y por la totalidad del parque, por lo que se solicita incluir esta información en la próxima versión del informe.
- b) Se solicita incluir en la próxima entrega del informe los antecedentes a los que hace referencia el informe, así como recomendaciones del fabricante o antecedentes de otros parques que operen en condiciones similares.
- c) 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 potencia máxima y los parámetros de partida y detención del parque. 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. Estos parámetros deben estar referidos a la condición de operación en mínimo técnico.

3.1 Observaciones Particulares

- a) Página 1: En la introducción se encuentra un mapa de la ubicación del parque, pero se solicita mencionar textualmente el punto de conexión del parque al SEN (subestación y barra) y su ubicación (región, comuna).
- b) 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. Se solicita explicar en qué consisten esos “módulos” y si es la forma en que se agrupan los inversores se solicita corregir la frase.
- c) Página 9 dice “Según el antecedente (c), la potencia mínima técnica de cada inversor corresponde al 0,5% de la capacidad nominal (2,091 MW) señalada en el antecedente (a), obteniéndose como resultado una capacidad mínima de 10,45 kW”. Este dato no se encontró entre los anexos del presente informe. Se solicita incorporar, en la nueva versión del informe, documentación que respalde una potencia mínima por inversor de 0,5% de su capacidad nominal.

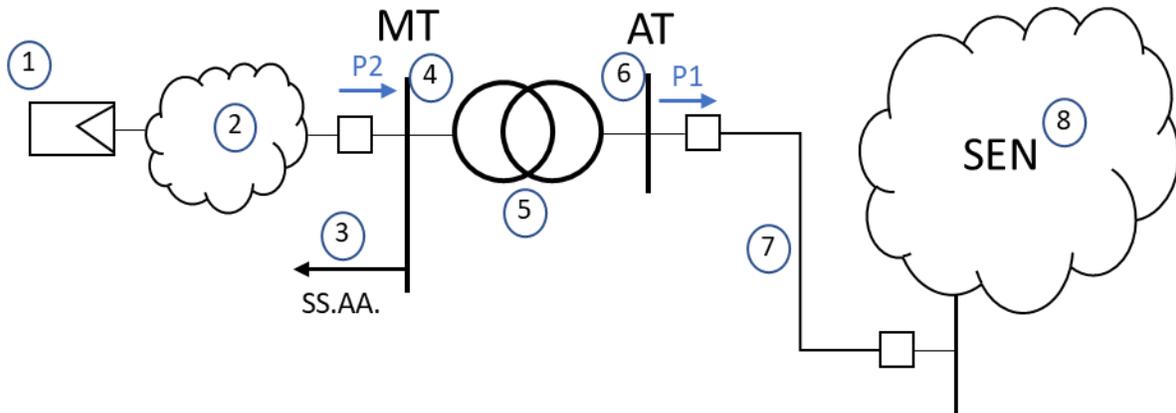
Adicionalmente la potencia por inversor obtenida en el modelo DigSilent entregado al Coordinador, corresponde a 13,6 KW. Se solicita indicar explícitamente que el valor de 10,45 KW corresponde a un valor teórico.

- d) Página 10 dice: “Operaciones bajo la potencia mínima no son posibles de garantizar, dado que no se asegura que el inversor permanezca conectado a la red producto de problemas de regulación y de estabilidad de inyección de potencia reactiva.” Se solicita explicar cuáles son dichas inestabilidades en base a algún respaldo teórico o del fabricante.
- 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, referida a la operación en carga mínima:

- 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, el Coordinador Eléctrico Nacional definirá el mínimo técnico (MinTec) de la central según la siguiente fórmula:

$$\text{MinTec} = P1 + Ptrafo + SS.AA. + Pcolector, \text{ ó}$$

$$\text{MinTec} = P2 + Pcolector$$