

# RESULTADOS PRUEBAS SINTONIZACIÓN PARA EL AGC DE LA UNIDAD CTM3



## 1 Introducción

El presente documento describe en forma resumida las pruebas de sintonización inicial, en modo lazo abierto y cerrado, de la unidad CTM3, para la prestación del servicio Control Secundario de Frecuencia vía AGC. Al respecto, se presentan los resultados obtenidos durante la ejecución del documento “Protocolo de Sintonización para el AGC de la Unidad CTM3 Versión 2.0”, realizado en conjunto entre CDEC-SING y GE Grid Solutions con Engie Energía Chile, en adelante EECL, entre el 13 y el 16 de diciembre de 2016.

## 2 RESUMEN DE RESULTADOS OBTENIDOS EN EL AGC DEL SCADA ABB

Fecha de sintonización: lunes 08 octubre a las 22:55 hrs.

- Rango operación 1: 91 MW – 208 MW. Rampa: 6 MW/min

**Comentarios:** Debido a la falla de una de las bombas de agua de circulación de la unidad, las pruebas se realizaron en un rango de operación de 91 a 125 MW. No obstante, lo anterior, los resultados obtenidos fueron satisfactorios, por lo que la unidad CTM3 queda habilitada para operar en el AGC ABB.

## 3 Pruebas realizadas

Durante el periodo indicado, se realizaron las siguientes pruebas:

13 y 14 de diciembre de 2016: prueba verificación punto a punto, consistentes en las pruebas del sistema de comunicación y pruebas de conexión de simulador Scada al enlace AGC Local/Coordinados para enviar consignas locales desde módulo AGC. Estas pruebas fueron realizadas entre CDEC-SING, representado por su colaborador Quántica, y EECL, quienes contaron en su equipo con personal de SIEMENS, responsable de la construcción e implementación del Enlace AGC Local/Coordinado de Engie, en adelante Enlace Engie AGC.

15 y 16 de diciembre: pruebas de sintonización de unidad CTM3 en AGC. Pruebas consistentes en enviar consignas de rampa y tasas de subida y bajada desde el módulo AGC del Scada y prueba de la unidad operando en AGC en modo control de frecuencia. Estas pruebas fueron realizadas entre CDEC-SING y GE Grid Solutions, y EECL, quienes contaron en su equipo con personal de SIEMENS.

## 4 Resultados

El resultado general de las pruebas se califica como exitoso, dado que tanto el módulo AGC como la unidad tuvieron un desempeño conforme a lo esperado. Sin perjuicio de esto, se evidenciaron ciertos aspectos para los cuales se tienen observaciones que deben ser atendidas y subsanadas en forma previa a la sintonización sistémica de la Plataforma AGC, la que se prevé iniciar el 30 de enero de 2016. Las observaciones se presentan en la sección 4 de este informe.

Los resultados de las pruebas punto a punto, basados en los datos verificados y registrados durante la ejecución de las pruebas, se presentan en los siguientes documentos, adjuntos al presente informe:

- Resultado de Pruebas - Simulación de Sistema SCADA CDEC-SING y ENGIE\_TER.pdf
- Proyecto Simulación frontales de comunicación.pdf
- PRUEBAS AGC CTM3\_14.12.2016.xls

En términos generales, y en relación con el desempeño de la unidad CTM3 durante el desarrollo de las pruebas de sintonización, a continuación, se describen los aspectos más relevantes a destacar:

1. La unidad CTM3 respondió a las consignas enviadas por el módulo AGC en todo el rango de operación, desde 160 a 205 MW de generación. Sin perjuicio de lo anterior, se evidencia que la componente TV tuvo una respuesta más lenta a lo esperado, respecto al aporte de la turbina a gas.
2. La tasa de toma y bajada de carga observada en los test de rampa y respuesta (Monto de potencia y tasa de variación en MW/min), estando el CPF habilitado, fue en promedio de 6 MW tanto para subir como para bajar. Dicho desempeño promedio se mantuvo para las pruebas realizadas sin aporte de CPF (se aumentó banda muerta del CPF en 500 mHz), con excepción del último escalón de prueba de bajada de la unidad, en el cual se obtuvo una respuesta de 6 MW/min, ante un requerimiento de bajar 30 MW sin especificar la tasa de variación. Dicho desempeño, es menor al esperado conforme a las pruebas realizadas a la unidad en 2015. Cabe destacar que, durante el desarrollo de las pruebas, el personal de operaciones de CTM3 indicó que la unidad responde de mejor manera cuando se le solicita montos grandes de cambio de generación en MW (consignas).
3. Conforme al desempeño observado, el tiempo de retardo de la unidad fue ajustado en el módulo AGC a 45 segundos, tanto para subir como para bajar. En promedio, se evidenció un tiempo similar al que se obtuvo en las pruebas de levantamiento de unidades generadoras (39 s para subir/44 s para bajar).

Desde el punto de vista de las comunicaciones, durante la ejecución de las pruebas ocurrieron dos eventos de interrupción del sistema de comunicaciones, los cuales fueron resueltos en el transcurso de las pruebas. Al respecto, se solicitó a la empresa Telefónica un reporte detallado de la pérdida de comunicaciones, bajo lo cual Telefónica informó que el problema de conectividad del día 16 de diciembre previo a las pruebas, correspondió a un error de configuración del Firewall hacía la red de CDEC, situación que ya fue corregida. Por otro lado, en relación a la falla del día 16 de diciembre a las 03:53 AM, no se ha identificado que la causa-raíz de la falla, se encuentra en el Enlace Externo.

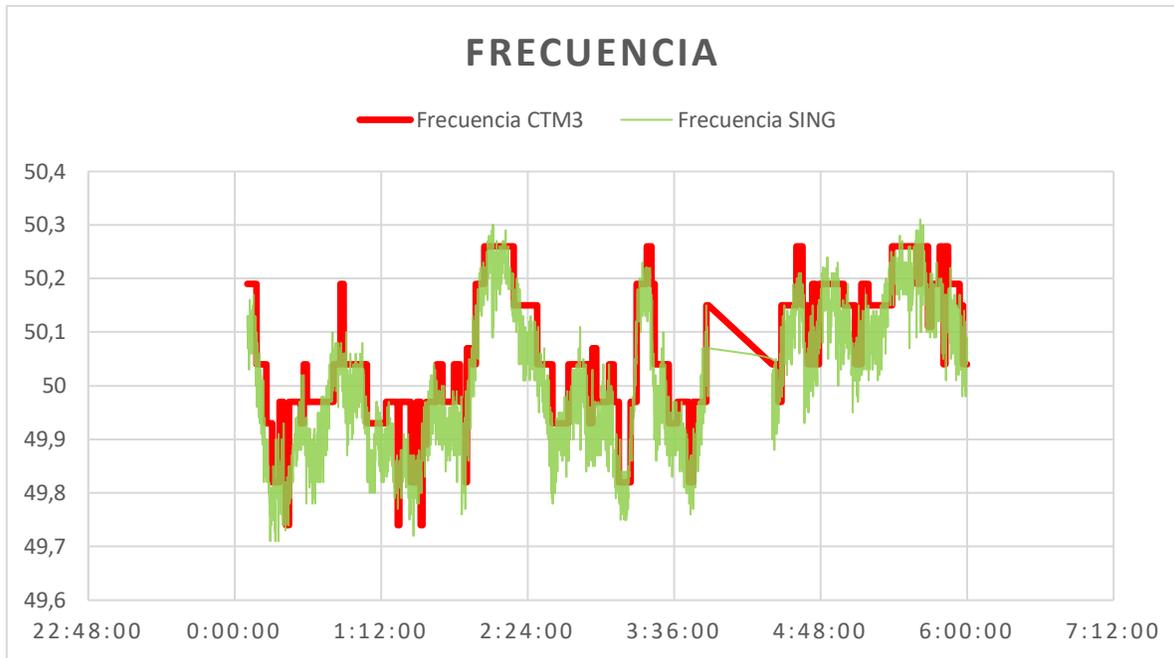
## 5 Observaciones

A partir de los resultados obtenidos en las pruebas se solicita atender lo siguiente:

- i) Revisar y establecer con mayor precisión la relación entre el aporte en MW que entrega la turbina a gas y el que entrega la turbina a vapor en todo el rango de operación de la unidad, dado que la premisa de aporte lineal entre TG y TV no se cumplió a cabalidad.
- ii) Verificar si la causa de caída de servicio del sistema de comunicaciones, durante la falla del día 16 de diciembre a las 03:53 AM, obedece a problemas de comunicación en el Enlace AGC Local/Coordinado.
- iii) Describir el objetivo y funcionamiento de la variable "AGC Available", dentro de la lógica del control, la cual impone un control permisivo al AGC, no considerado en los requerimientos para participar en AGC, para que la unidad pueda estar en control AGC.

Al respecto, se solicita indicar todas las condiciones que activan la variable “AGC Available”.

- iv) Indicar factibilidad de que el operador de planta pueda modificar la variable SP CDEC cuando la unidad pasa a estado LOCAL, después de haber operado bajo control del AGC. Esto para evitar que al volver al estado Control AGC, se evite mantener un set point antiguo en el control, que sería la instrucción que seguiría la unidad, sin dar la oportunidad al AGC de emitir la nueva consigna y/o set Point. Cabe destacar que dicha acción solo podrá ser programada de manera que pueda efectuarse cuando la unidad se encuentra en control LOCAL, y que ante una condición de control AGC, dicho setpoint no podrá ser modificado por el operador de la unidad generadora.
- v) Se evidenció que el valor del estatismo de la unidad no se representa como un % entre la variación de potencia y la variación de frecuencia, como es requerido por la normativa. En su lugar el corrector de potencia, expresa valores como 0; 0.1854, entre otros. Al respecto, se solicita corregir la forma de representar el estatismo, para que el corrector de potencia lo entregue como un % entre la variación de potencia y la variación de frecuencia.
- vi) Modificar la lógica del DCS para permitir que la unidad pueda realizar CSF vía AGC, con el control primario de frecuencia deshabilitado. Si bien durante las pruebas esta situación se subsana aumentando la banda muerta del CPF, es un requisito el poder deshabilitar el CPF estando la unidad en AGC.
- vii) Falta incorporar en la plataforma de operación de la unidad su condición de operación (Normal, Paused, Suspended, Not-Tracking), los cuales se encontrarán disponibles como una variable en la plataforma SCADA/EMS del SING, a la cual EECL tiene acceso vía comunicación bidireccional a través de protocolo ICCP con su actual sistema SCADA.
- viii) La frecuencia en bornes de la unidad CTM3 no tiene un refresco adecuado, lo que puede producir errores en la operación de la plataforma AGC. Se solicita corregir de manera de permitir un refresco de esta variable de al menos cada 2 segundos. Este efecto se puede observar en la siguiente figura:



- ix) Se solicita verificar la estampa de tiempo en las señales: Posición interruptor unidad generadora AGC TG, Posición interruptor unidad generadora AGC TV, Bloque en control de AGC.
- x) Verificar y corregir los límites mínimos y máximos de capacidad de la unidad, dado que son reportados de forma invertida.
- xi) Verificar diferencias numéricas entre lo observado en DCS y la medida que se observaba en SCADA tanto en el lado del Enlace Engie AGC como del lado SCADA/EMS del SING.
- xii) Entregar antecedentes que detallen la causa del cambio de modo de operación de la unidad de PREMIX a DIFUSION durante la prueba del día 17 de diciembre, producto de la alarma de IGV.

