

INFORME DE SINTONIZACIÓN DE LA UNIDAD CCH1 DE CENTRAL COCHRANE AL AGC



CONTENIDO

OBJETIVO	3
PRUEBAS REALIZADAS	3
RESULTADO DE LAS PRUEBAS	3
PRUEBAS DE VERIFICACIÓN DE LAS COMUNICACIONES Y ESTADOS DE LAS MÁQUINAS:	4
VERIFICACIÓN DE LA SEÑAL DE CONTROL	5
PRUEBAS DE RAMPA DE LA UNIDAD EN MODO OPEN-LOOP:	6
PRUEBAS DE RESPUESTA DE LA UNIDAD EN MODO OPEN-LOOP:	14
PRUEBAS DE RESPUESTA DE LA UNIDAD EN MODO AGC:	25
PRUEBAS DE RESPUESTA DE LA UNIDAD EN CONTROL DE FRECUENCIA:	28
CONCLUSIONES:	30

OBJETIVO

El objetivo de este informe es presentar el resultado de las pruebas de respuesta a consignas enviadas desde el AGC del SING, en adelante “AGC”, a la unidad CCH1 de Central Cochrane, realizadas los días 8 y 9 de marzo de 2017; así como también, el valor de los parámetros ajustados en el AGC, asociados a dicha unidad.

RESUMEN DE RESULTADOS OBTENIDOS EN EL AGC DEL SCADA ABB

Fecha de sintonización: jueves 05 septiembre a las 20:00 hrs.

- Rango operación 1: 108 MW – 133 MW. (2 PULVERIZADORES) Rampa: 2.7 MW/min
- Rango operación 2: 133 MW – 200 MW. (3 PULVERIZADORES) Rampa: 2.7 MW/min
- Rango operación 3: 200 MW – 266 MW. (4 PULVERIZADORES) Rampa: 2.7 MW/min

Comentarios: Con el corrector de frecuencia activado se observa una oscilación de frecuencia en torno a los 8 MW peak to peak. Lo anterior ya se había reportado durante la sintonización de la unidad con el AGC GE. No obstante, lo anterior, se observa un seguimiento adecuado de la consigna proveniente del AGC. Para efectos de evitar este tipo de oscilaciones se recomienda revisar el regulador de velocidad de la unidad.

PRUEBAS REALIZADAS

- Verificación de las comunicaciones y estados de las máquinas: Se verificó el envío y recepción de señales digitales y análogas, entre el AGC y la unidad.
- Respuesta de la unidad en modo open-loop: Consistió en una serie ajustes manuales del setpoint de la unidad, los cuales se realizaron utilizando la herramienta de control de pruebas de unidades de generación propia de la plataforma. Esta herramienta tiene la función de emitir los controles y registrar la respuesta a los mismo, permitiendo evaluar la respuesta de la unidad generadora a las consignas enviadas, midiendo sus tiempos de respuesta y comportamiento.
- Rampa de la unidad en modo open-loop: Permite verificar la tasa de variación de la generación de la unidad, tanto en el sentido de incremento como de disminución. Estas pruebas son realizadas utilizando la herramienta de control de pruebas de unidades de generación propia de la plataforma, en la cual se define el valor final deseado para la generación de la unidad y la rampa de variación del setpoint deseado; lo que permite enviar setpoint a la unidad de forma controlada de modo de registrar y medir la tasa de respuesta a dichas consignas.
- Respuesta de la unidad en modo Closed-loop: Estas pruebas son elaboradas para la sintonización del lazo de control del PLC, al estar la unidad en control del AGC. La generación deseada se da a través de una serie de cambios en la generación base de la unidad, cambios que consideren tanto en el aumento de generación como para disminución de generación. La respuesta de control del PLC para estos cambios se observa para el ajuste parámetros asociadas al lazo cerrado de control de la máquina en el AGC.

RESULTADO DE LAS PRUEBAS

PRUEBAS DE VERIFICACIÓN DE LAS COMUNICACIONES Y ESTADOS DE LAS MÁQUINAS.

Para verificar la recepción y envío de señales digitales y analógicas, entre el AGC y la unidad generadora se realizaron las siguientes actividades:

Descripción	Pruebas de señales analógicas y digitales	
Preparación	Verificar que las comunicaciones están funcionando y que los datos recibidos tienen el status "Good" en SCADA	
Procedimiento	Verificación	Resultado
Verificar la medición de la potencia activa bruta de la Unidad MW (valor y signo) en el sistema SCADA y AGC, además comparar con el campo.	Valor debe ser igual al valor del medidor de campo. La calidad de los analógicos y digitales debe ser buena para el SCADA.	Las señales de potencia activa bruta y neta de la unidad, presentan buena calidad; sin embargo, se observa una diferencia que oscila entre los 0,2 MW y 0,5 MW, esto entre el valor recibido en el SCADA y el valor reportado telefónicamente por operador de la unidad.
Verificar el estado de la señal digital que indica que la unidad está en línea / fuera de línea (si está disponible).	Valor debe ser igual al valor del medidor de campo. La calidad de los analógicos y digitales debe ser buena para el SCADA.	La señal presenta buena calidad y refleja la condición operativa de la unidad.
Verificar y cambiar el estado de control del PLC (local / remoto) en campo y verificar si cambia en el sistema AGC	Valor debe ser igual al valor del medidor de campo. La calidad de los analógicos y digitales debe ser buena para el SCADA.	La señal presenta buena calidad y refleja la condición operativa de la unidad.
Verificar las otras medidas opcionales, si están disponible (frecuencia local, límites de operación de la unidad, tasa de toma de carga, etc.)	Valor debe ser igual al valor del medidor de campo. La calidad de los analógicos y digitales debe ser buena para el SCADA.	En la revisión de las señales asociadas a los límites de operación de las unidades, se observó que los límites reportados difieren de los límites operativos para la condición de la unidad (número de pulverizadores y estado de habilitación de CPF), reportado telefónicamente por el Operador de la unidad. Adicionalmente se observa una diferencia cercana a 0,5 MW entre el valor

		registrado en DCS de planta y valor observado en SCADA. La situación antes reportada se observó para las señales asociadas a la tasa de toma de carga.
Realizado por	Jorge Durán Mores	
Fecha	08/03/2017	

VERIFICACIÓN DE LA SEÑAL DE CONTROL.

Descripción	La señal de control es el mecanismo de AGC para controlar la salida de las unidades de generación. Es imperativo que las señales enviadas para el campo sean recibidos por las plantas; de lo contrario el AGC no funciona adecuadamente.	
Preparación	Verificar que las comunicaciones están funcionando y que los datos recibidos tienen el status "Good" del SCADA	
Procedimiento	Verificación	Resultados
Mientras el estado de control de la unidad es "LOCAL", utilizar el despliegue Tabular de SCADA asociada a la unidad, para ajustar el Setpoint de la unidad.	Verificar que el cambio en esta señal es registrado en el DCS de la unidad. Verificar que en modo Local el AGC no tiene control sobre la máquina.	El valor fue recibido correctamente en el DCS de la unidad, y no se registró respuesta de la unidad a la consigna. Sin embargo, se generó alarma en SCADA, la cual indica que no se recibe desde el extremo coordinado la confirmación de recepción del setpoint. Dada esta situación se ajustó el campo "Completion Timeout" asociado al setpoint de 60 s a 0s, con lo cual no se espera confirmación de la recepción del setpoint. Se recomienda trabajar con el coordinado para obtener esta confirmación.
Solicitar el ajuste del Estado de Control de la unidad a "AGC" y verificar	Verificar el cambio en el AGC del SING. Verificar que los tiempos de recepción de las señales desde el campo hasta el	El valor fue recibido correctamente en el AGC.

el cambio en el AGC.	AGC, no pueden tener retardos mayores a 5 s.	
Realizado por	Jorge Durán Mores	
Fecha	08/03/2017	

PRUEBAS DE RAMPA DE LA UNIDAD EN MODO OPEN-LOOP.

Dadas las características de la unidad y de acuerdo a la información entregada por el operador de la planta al inicio de las pruebas, se determinaron las siguientes zonas de operación:

ZONA	N° de Pulverizadores	Estado CPF	Límite Superior (MW)	Límite Inferior (MW)
A	2	Deshabilitado	120	100
B	3	Deshabilitado	150	120
C	3	Habilitado ó Deshabilitado	200	150
D	4	Habilitado ó Deshabilitado	258	200
E	4	Deshabilitado	266	258

Es importante destacar que para poder pasar de una zona de operación a otra es necesario realizar acciones operativas por el operador de planta, trayendo como consecuencia que, para el control automático de generación, previo a la entrada de la unidad en control del mismo, se debe definir la zona en la que se controlará remotamente.

Por otra parte, el operador de la planta indicó telefónicamente que la tasa de variación de carga en todas las zonas de operación indicadas anteriormente es de 2.6 MW/min, tanto para subir carga como para disminuir carga. Asimismo, se indicó que el estatismo ajustado es de 8% y la banda muerta del control primario de frecuencia es de 25 mHz.

En cuanto a las pruebas se realizan, estas se ejecutaron entre los 120 MW y los 246 MW, este último valor limitado por condiciones del sistema. Se realizaron un total de 10 pruebas, con variación de carga entre los 9 MW y los 30 MW, las cuales se listan en la figura 1. Estas pruebas indican que la respuesta promedio de la unidad fue de 2.3 MW/min para subir y 2.2 MW/min para bajar; sin embargo, se observó que en algunas pruebas se observó que la respuesta de la unidad alcanzó los 2.5 MW/min.

Es importante resaltar que durante la prueba de disminuir carga desde 150 MW hasta 120 MW, figura 4, se observó que la rampa de respuesta de la unidad disminuyó de forma importante cuando la unidad alcanzó cerca de 133 MW, normalizando la respuesta de la unidad cerca de 2 min después. Para esta situación el operador de la planta indicó que esto se debió a una actuación automática del control de la unidad, debido a la necesidad de estabilizar parámetros de combustible.

OK

PLC Ramp Test Results Summary

05CTE CCH1

Delete All Tests Save Data to File

	Test #	Up Down	Test Start Time	Start MW	End MW	Delta MW	Overall Resp Rate		Actual Max Resp Rate		Actual/Expected RR Ratio		Pulse Size (ms)	Total Pulse (ms)
							Actual	Expected	1 Min	5 Min	1 Min	5 Min		
Show Chart Save 	42	↓	08-Mar-2017 10:57:41	CLS 155.38	137.04	-18.35	2.38	2.60	4.10	2.85	1.58	1.09		
Notes: <input type="text"/>														
Show Chart Save 	43	↑	08-Mar-2017 11:33:09	CLS 121.11	150.02	28.91	2.47	2.60	4.01	2.85	1.54	1.09		
Notes: <input type="text"/>														
Show Chart Save 	44	↓	08-Mar-2017 11:56:47	CLS 150.40	123.88	-26.51	2.06	2.60	4.47	2.85	1.72	1.09		
Notes: <input type="text"/>														
Show Chart Save 	47	↑	08-Mar-2017 12:20:59	CLS 124.30	150.57	26.27	2.48	2.60	4.10	2.85	1.58	1.09		
Notes: <input type="text"/>														
Show Chart Save 	54	↑	08-Mar-2017 14:16:07	CLS 155.69	168.76	13.07	2.14	2.60	9.31	2.68	3.58	1.03		
Notes: <input type="text"/>														
Show Chart Save 	63	↑	08-Mar-2017 16:31:51	CLS 182.84	191.79	8.95	1.84	2.60	4.38	2.06	1.68	0.79		
Notes: <input type="text"/>														
Show Chart Save 	74	↓	08-Mar-2017 17:31:43	CLS 193.52	173.20	-20.32	2.19	2.60	4.93	2.68	1.89	1.03		
Notes: <input type="text"/>														
Show Chart Save 	89	↑	09-Mar-2017 11:46:31	CLS 204.38	223.97	19.59	2.12	2.70	5.65	3.30	2.09	1.22		
Notes: <input type="text"/>														
Show Chart Save 	96	↑	09-Mar-2017 13:53:11	CLS 203.05	218.18	15.13	2.32	2.70	5.29	3.41	1.96	1.26		
Notes: <input type="text"/>														
Show Chart Save 	98	↑	09-Mar-2017 14:07:07	CLS 220.35	236.27	15.93	2.56	2.70	5.56	2.68	2.06	0.99		
Notes: <input type="text"/>														

Figura 1. Listado de pruebas de Rampa ejecutadas a la Unidad CCH1 de Central Cochrane

En las siguientes imágenes se presentan la respuesta de la unidad para las pruebas de rampa realizadas.

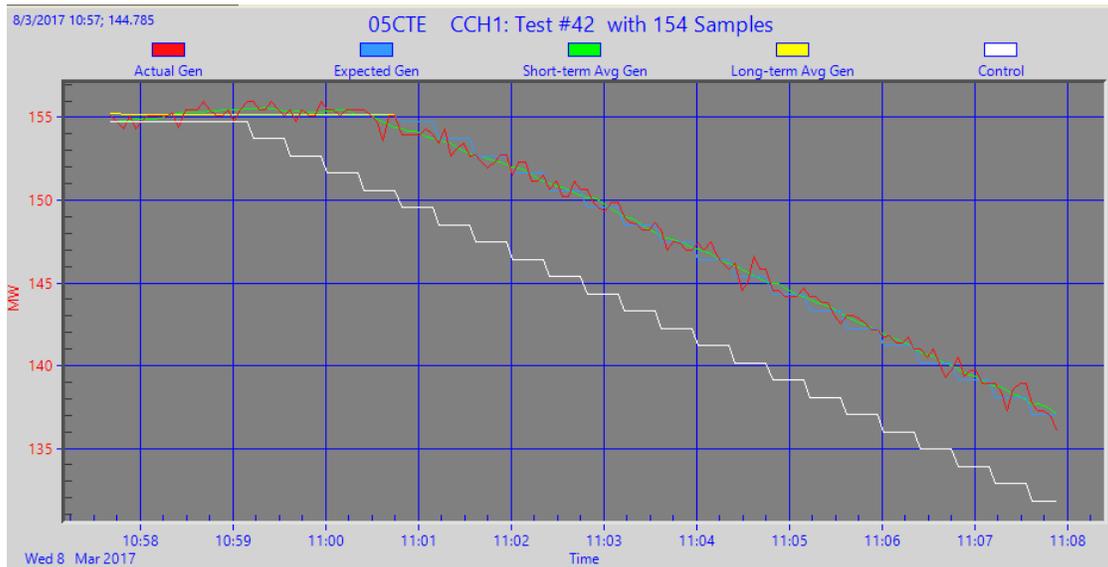


Figura 2. Pruebas de Rampa desde 155 MW a 137 MW y CPF deshabilitado.

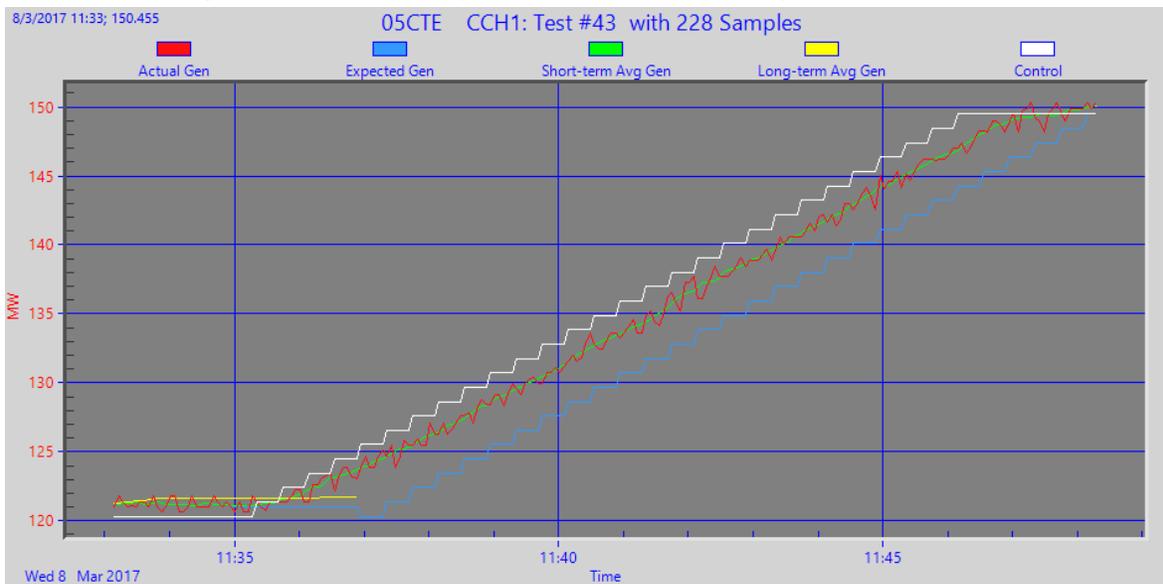


Figura 3. Pruebas de Rampa desde 121 MW a 150 MW y CPF deshabilitado.

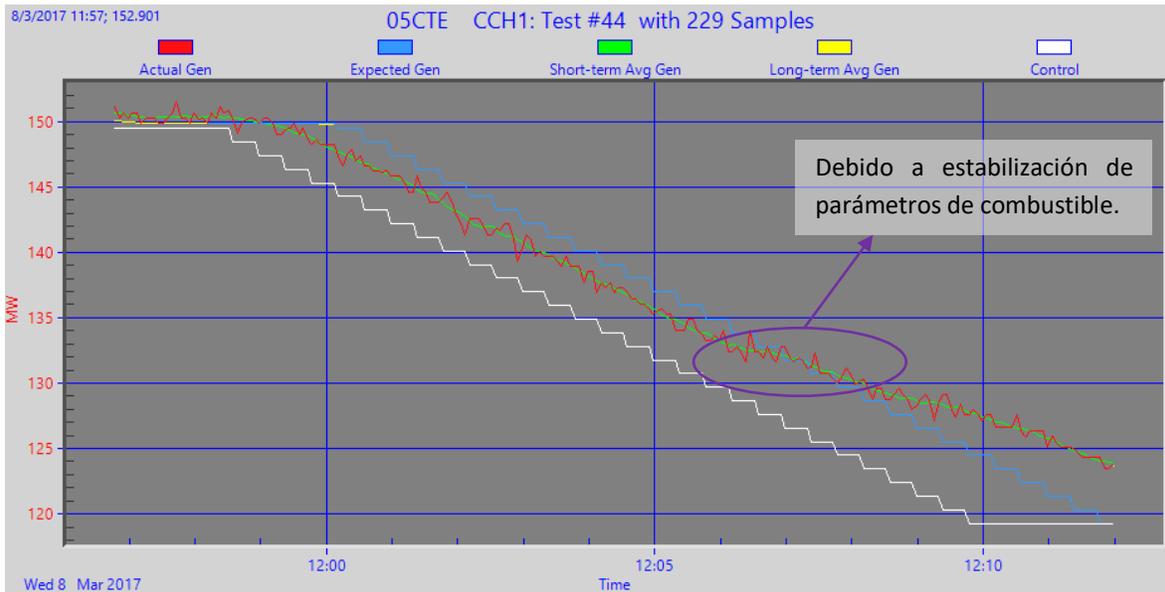


Figura 4. Pruebas de Rampa desde 150 MW a 124 MW y CPF deshabilitado.

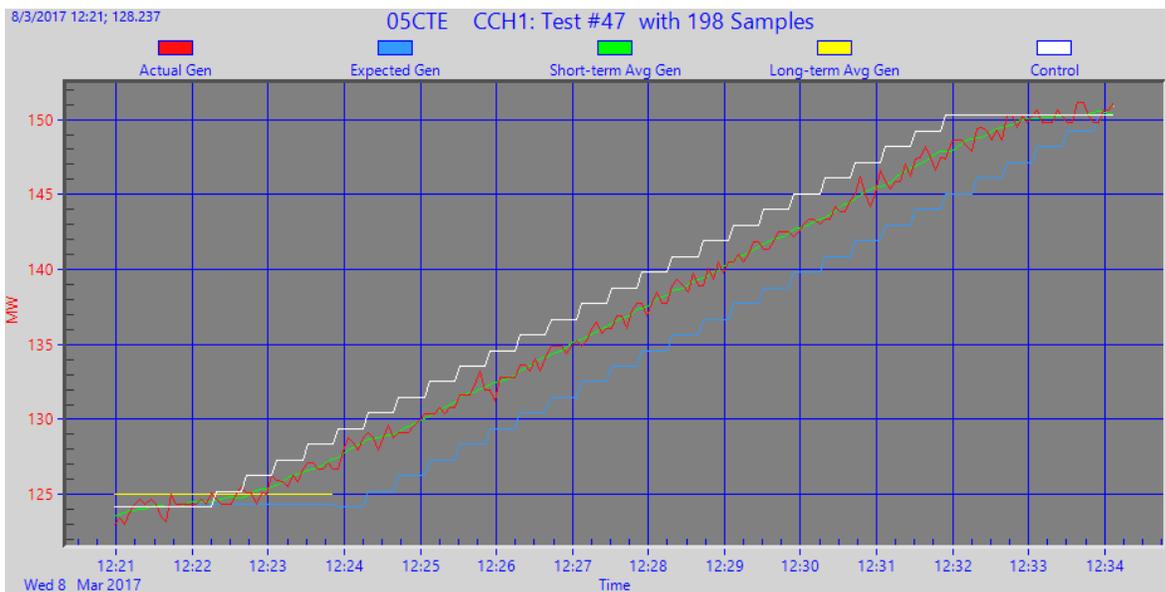


Figura 5. Pruebas de Rampa desde 124 MW a 150 MW y CPF deshabilitado.

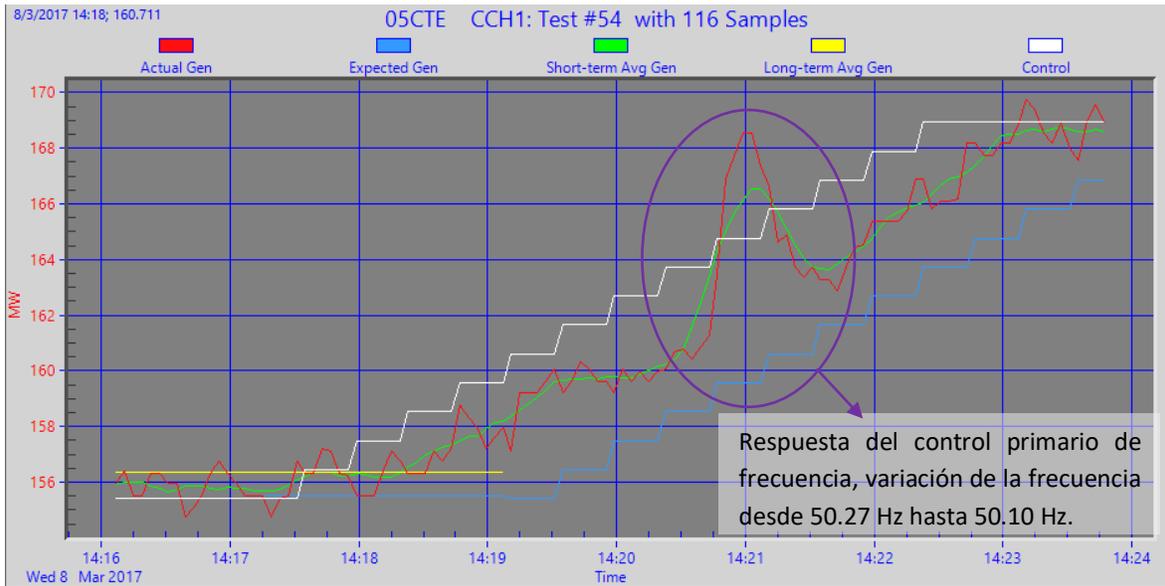


Figura 6. Pruebas de Rampa desde 156 MW a 169 MW y CPF habilitado.

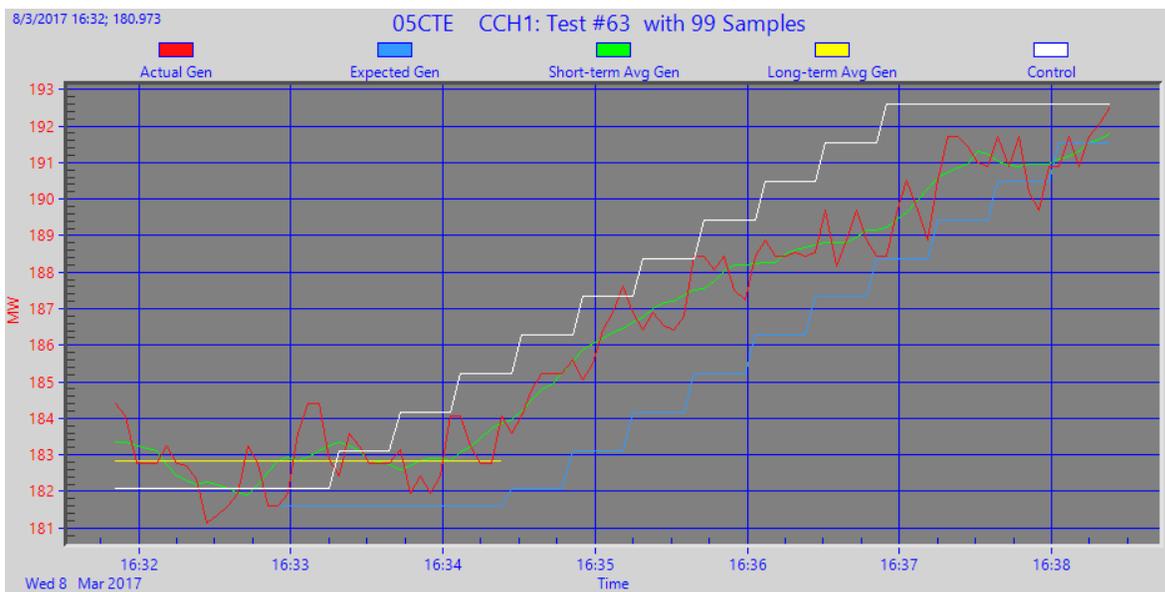


Figura 7. Pruebas de Rampa desde 183 MW a 192 MW y CPF habilitado.

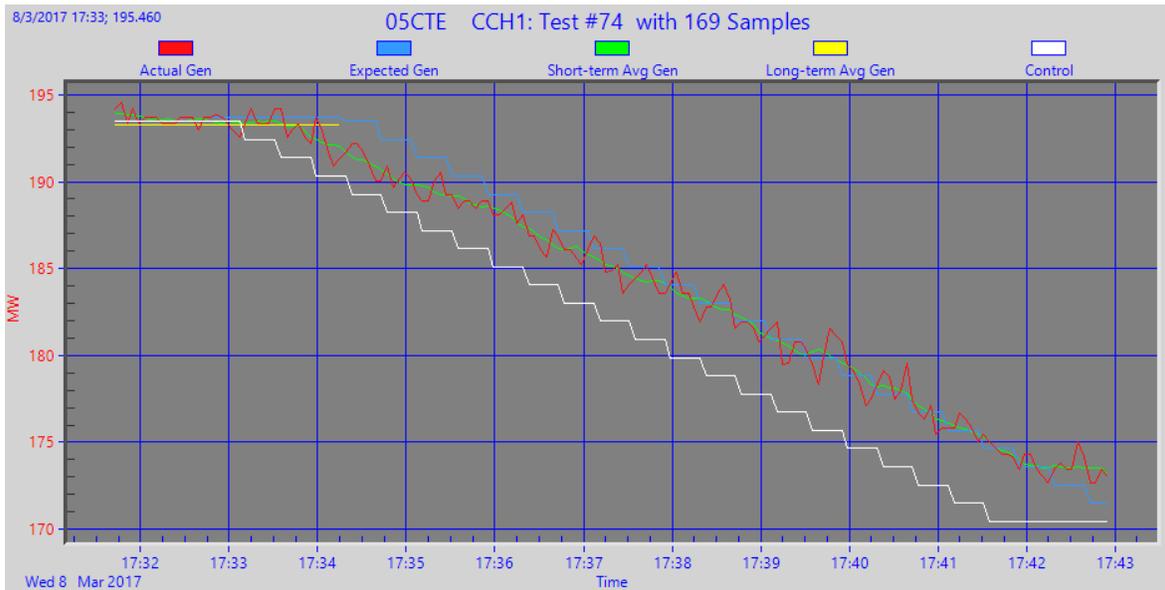


Figura 8. Pruebas de Rampa desde 193 MW a 173 MW y CPF habilitado.

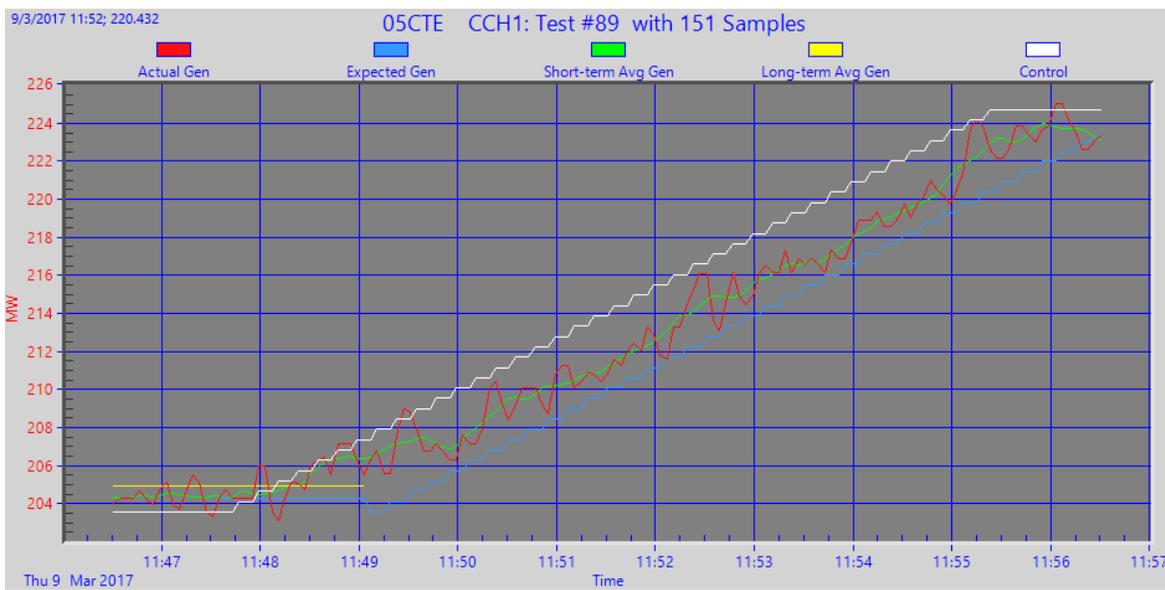


Figura 9. Pruebas de Rampa desde 204 MW a 224 MW y CPF habilitado.

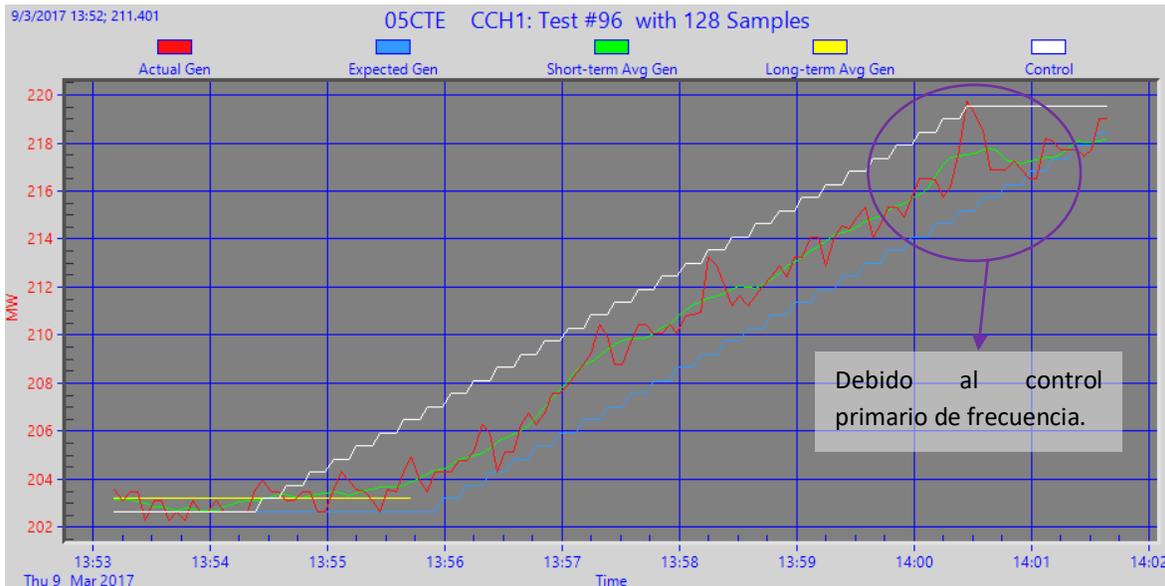


Figura 10. Pruebas de Rampa desde 204 MW a 218 MW y CPF habilitado.

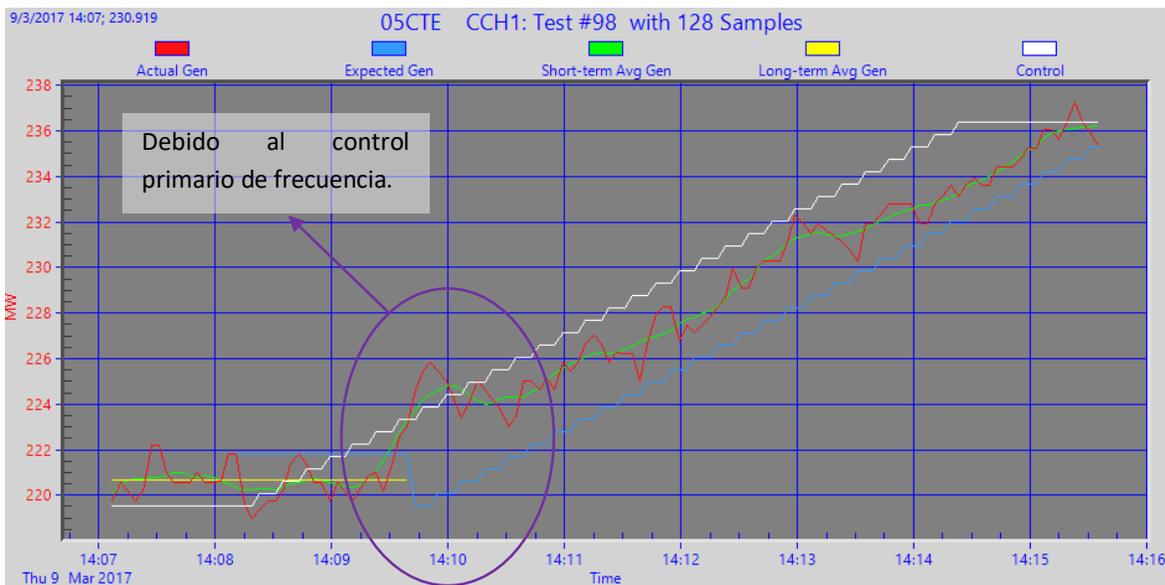


Figura 11. Pruebas de Rampa desde 220 MW a 236 MW y CPF habilitado.

Otro punto importante a destacar, fue el impacto de la respuesta de la unidad al control primario de frecuencia; el cual afectó negativamente el resultado las pruebas. Esta situación se puede evidenciar en las figuras 6, 10 y 11, en donde variaciones de la frecuencia del sistema causaron retardos en la respuesta final de la unidad. En la figura 12 se muestra el comportamiento de la generación de la unidad con la corrección

de frecuencia habilitada y deshabilitada; destacando el comportamiento observado en la figura 13, en donde se aprecia un comportamiento no deseado y en desmejora de la frecuencia del sistema, asociado a la acción del corrector de frecuencia de la unidad. En las figuras 12 y 13 se aprecia que la acción del corrector de frecuencia de la unidad, no contempla la desviación de la frecuencia eléctrica del momento respecto de la frecuencia eléctrica nominal (50 Hz), siendo la acción proporcional a la variación de la frecuencia en el tiempo. Esta situación desmejora la frecuencia del sistema y ocasionaría retardos en el control automático de frecuencia asociado al control secundario de frecuencia.

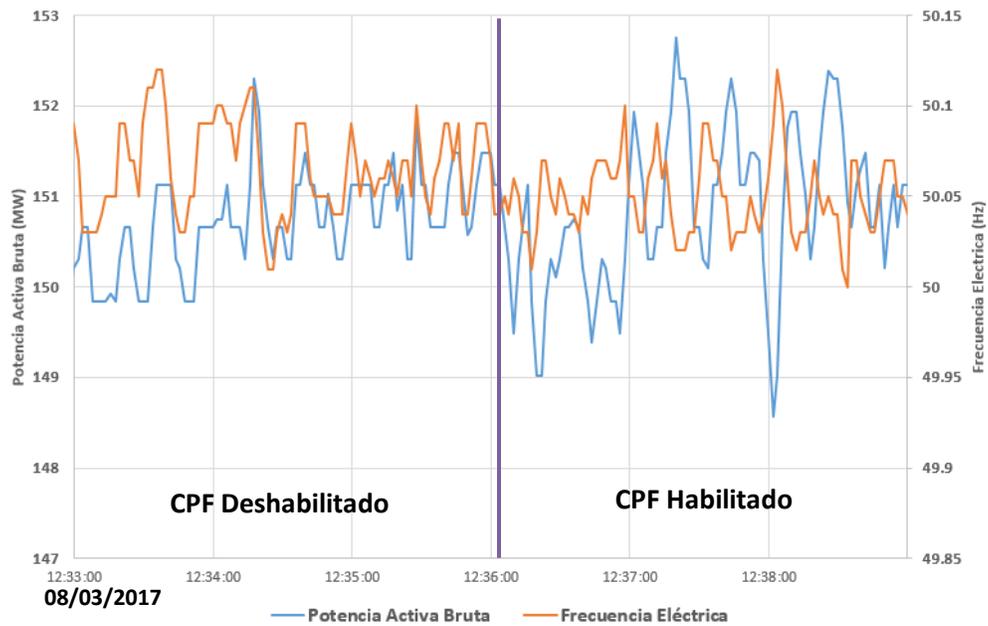
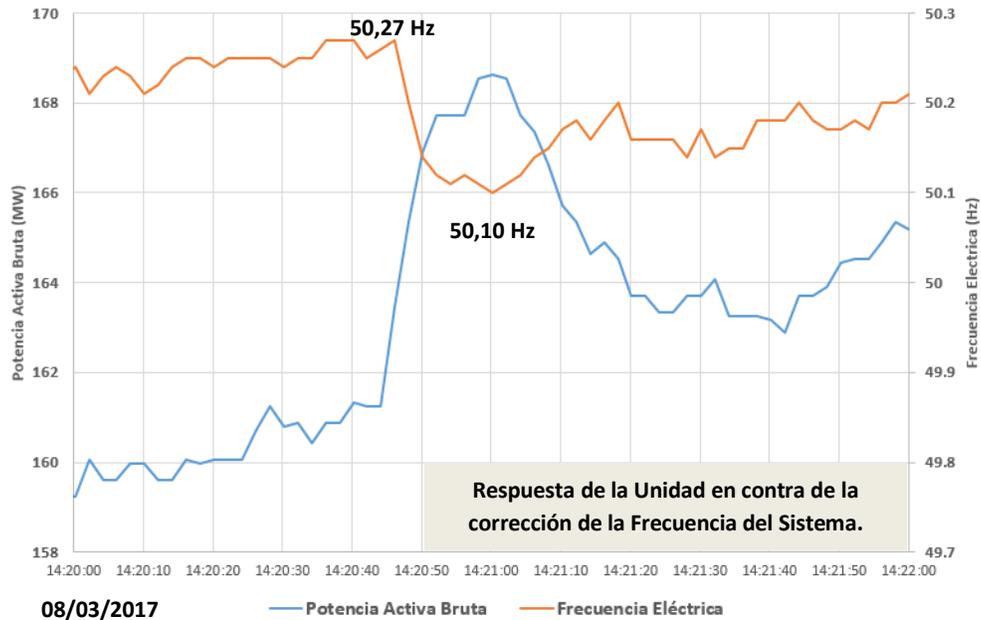


Figura 12. Comportamiento de la generación de la unidad CCH1 de Central Cochrane, con CPF habilitado y deshabilitado.



08/03/2017
Figura 13. Comportamiento no deseado asociado a la acción del corrector de frecuencia de la CCH1 de Central Cochrane.

PRUEBAS DE RESPUESTA DE LA UNIDAD EN MODO OPEN-LOOP.

Con el fin de evaluar la respuesta de la unidad a consignas de control en lazo abierto, se ejecutaron un total de 38 pruebas, 20 para subir generación y 18 para disminuir, en las cuales la variación del setpoint de la unidad vario entre 1 MW y 10 MW.

Test Start Time	First Control Time	Last Control Time	Test End Time	Start MW	End MW	Delta MW	Resp Delay(sec)
08/03/2017 12:39	08/03/2017 12:40	08/03/2017 12:40	08/03/2017 12:42	150.91	153.20	2.29	66
08/03/2017 12:42	08/03/2017 12:44	08/03/2017 12:44	08/03/2017 12:46	153.30	151.85	-1.45	52
08/03/2017 12:51	08/03/2017 12:52	08/03/2017 12:52	08/03/2017 12:58	152.34	159.53	7.19	159
08/03/2017 13:00	08/03/2017 13:02	08/03/2017 13:02	08/03/2017 13:08	158.42	152.39	-6.03	116
08/03/2017 13:09	08/03/2017 13:10	08/03/2017 13:10	08/03/2017 13:13	153.50	157.88	4.38	86
08/03/2017 13:14	08/03/2017 13:16	08/03/2017 13:16	08/03/2017 13:18	158.65	155.18	-3.47	53
08/03/2017 14:28	08/03/2017 14:29	08/03/2017 14:29	08/03/2017 14:33	169.81	174.90	5.09	88
08/03/2017 14:36	08/03/2017 14:38	08/03/2017 14:38	08/03/2017 14:43	174.83	172.01	-2.82	64
08/03/2017 14:44	08/03/2017 14:45	08/03/2017 14:45	08/03/2017 14:50	171.91	177.19	5.28	106
08/03/2017 15:58	08/03/2017 16:00	08/03/2017 16:00	08/03/2017 16:03	177.77	180.69	2.92	97
08/03/2017 16:03	08/03/2017 16:04	08/03/2017 16:04	08/03/2017 16:09	181.26	185.91	4.65	108
08/03/2017 16:09	08/03/2017 16:10	08/03/2017 16:10	08/03/2017 16:16	185.84	180.77	-5.07	108
08/03/2017 16:16	08/03/2017 16:17	08/03/2017 16:17	08/03/2017 16:23	181.15	187.97	6.82	130
08/03/2017 16:23	08/03/2017 16:24	08/03/2017 16:24	08/03/2017 16:30	187.17	181.57	-5.59	120
08/03/2017 16:40	08/03/2017 16:41	08/03/2017 16:41	08/03/2017 16:44	193.12	195.09	1.97	93
08/03/2017 16:45	08/03/2017 16:46	08/03/2017 16:46	08/03/2017 16:52	195.04	193.40	-1.64	21
08/03/2017 16:52	08/03/2017 16:53	08/03/2017 16:53	08/03/2017 16:58	194.07	198.99	4.93	104
08/03/2017 16:59	08/03/2017 17:00	08/03/2017 17:00	08/03/2017 17:05	198.34	193.39	-4.95	113
08/03/2017 17:07	08/03/2017 17:08	08/03/2017 17:08	08/03/2017 17:12	193.58	199.78	6.20	103
08/03/2017 17:18	08/03/2017 17:19	08/03/2017 17:19	08/03/2017 17:23	198.70	193.98	-4.72	101
09/03/2017 10:37	09/03/2017 10:38	09/03/2017 10:38	09/03/2017 10:45	205.28	204.28	-0.99	23
09/03/2017 10:50	09/03/2017 10:51	09/03/2017 10:51	09/03/2017 10:55	201.62	205.05	3.43	73
09/03/2017 10:55	09/03/2017 10:56	09/03/2017 10:56	09/03/2017 11:00	205.62	202.55	-3.07	65
09/03/2017 11:01	09/03/2017 11:02	09/03/2017 11:02	09/03/2017 11:06	202.65	206.42	3.77	78
09/03/2017 11:07	09/03/2017 11:08	09/03/2017 11:08	09/03/2017 11:12	206.62	202.76	-3.86	90
09/03/2017 11:13	09/03/2017 11:14	09/03/2017 11:14	09/03/2017 11:19	202.39	210.19	7.80	133
09/03/2017 11:19	09/03/2017 11:21	09/03/2017 11:21	09/03/2017 11:29	210.67	203.43	-7.24	141
09/03/2017 11:59	09/03/2017 12:01	09/03/2017 12:01	09/03/2017 12:04	224.85	228.38	3.53	88
09/03/2017 12:04	09/03/2017 12:06	09/03/2017 12:06	09/03/2017 12:13	229.86	225.59	-4.27	75
09/03/2017 12:13	09/03/2017 12:18	09/03/2017 12:18	09/03/2017 12:21	225.99	229.63	3.64	82
09/03/2017 12:23	09/03/2017 12:27	09/03/2017 12:27	09/03/2017 12:33	229.18	223.90	-5.28	109
09/03/2017 12:40	09/03/2017 12:43	09/03/2017 12:43	09/03/2017 12:49	224.08	233.86	9.78	146
09/03/2017 12:49	09/03/2017 12:50	09/03/2017 12:50	09/03/2017 12:55	233.06	225.64	-7.43	129
09/03/2017 14:22	09/03/2017 14:23	09/03/2017 14:23	09/03/2017 14:23	237.43	237.71	0.28	11
09/03/2017 14:24	09/03/2017 14:25	09/03/2017 14:25	09/03/2017 14:28	238.33	234.81	-3.52	117
09/03/2017 14:28	09/03/2017 14:30	09/03/2017 14:30	09/03/2017 14:34	236.47	242.19	5.73	117
09/03/2017 14:35	09/03/2017 14:37	09/03/2017 14:37	09/03/2017 14:40	242.39	237.19	-5.20	93
09/03/2017 14:41	09/03/2017 14:43	09/03/2017 14:43	09/03/2017 14:48	236.78	243.82	7.04	113

Figura 14. Listado de pruebas de respuesta ejecutadas a la Unidad CCH1 de Central Cochrane.

Del análisis de las pruebas listadas en la figura 14 se puede concluir que la unidad presenta una respuesta adecuada a variaciones en setpoint superiores a los 2 MW, esto debido al ruido natural observado en la generación de la unidad, la cual presenta variación que alcanzan los 3 MW. Dado el ruido observado en la generación de la unidad, se recomienda ajustar la banda muerta del error control de la unidad a 1,5 MW; esto de modo de garantizar que las acciones de control no se vean influenciadas por el comportamiento oscilatorio de la generación de la unidad.

Adicionalmente se registró que, en promedio, el tiempo en alcanzar punto τ (63,3% del control) fue de 87 s, 90 s en las consignas para incrementar carga y 84 s en las consignas para disminuir generación. Dado lo anterior se ajustó este parámetro a 90 s.

Asimismo, se observó que frecuentemente, cuando se envían consignas para disminuir generación, la generación final alcanzada es cerca de 1 MW mayor al setpoint enviado, mismo confirmado en el DCS de la planta. En las siguientes figuras se presenta algunas los resultados de algunas pruebas de respuesta de la unidad a consignas.

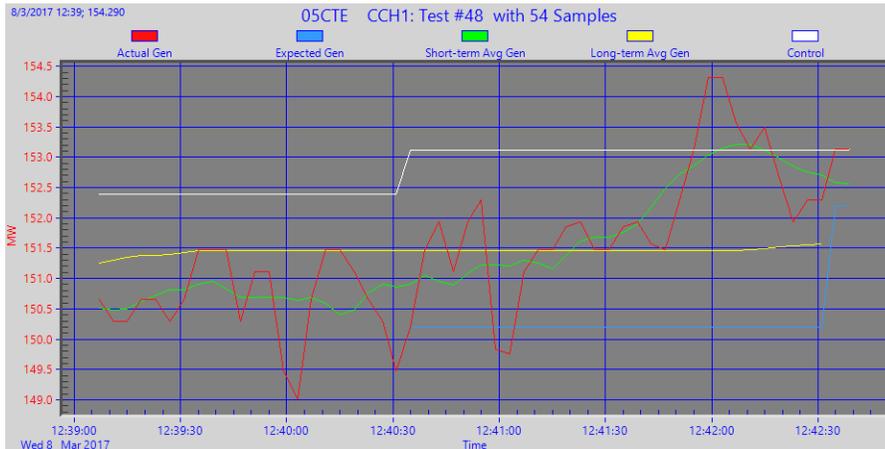


Figura 15. Prueba de respuesta, incremento de 2,3 MW.

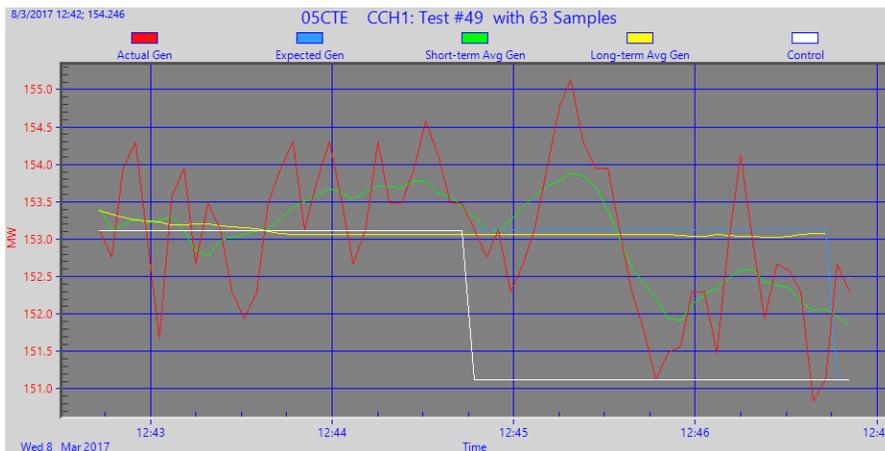


Figura 16. Prueba de respuesta, disminución de 1,5 MW.

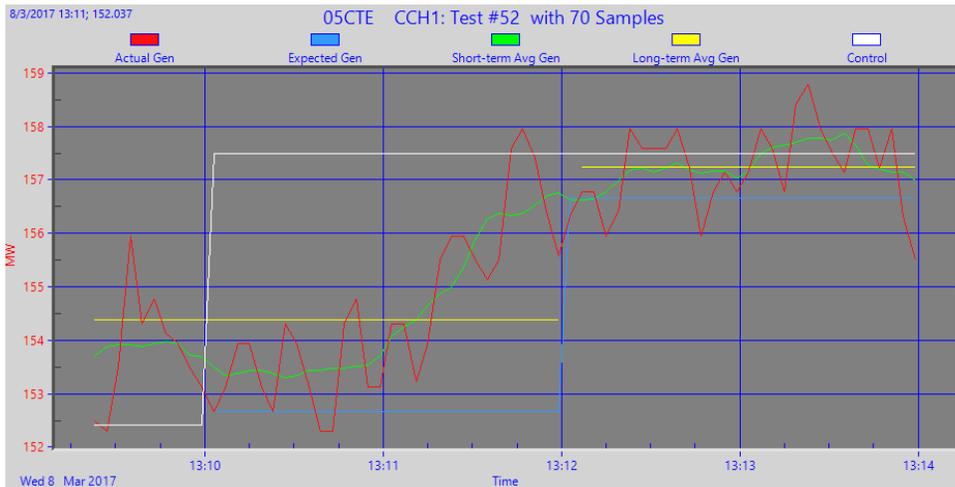


Figura 17. Prueba de respuesta, incremento de 4,4 MW.

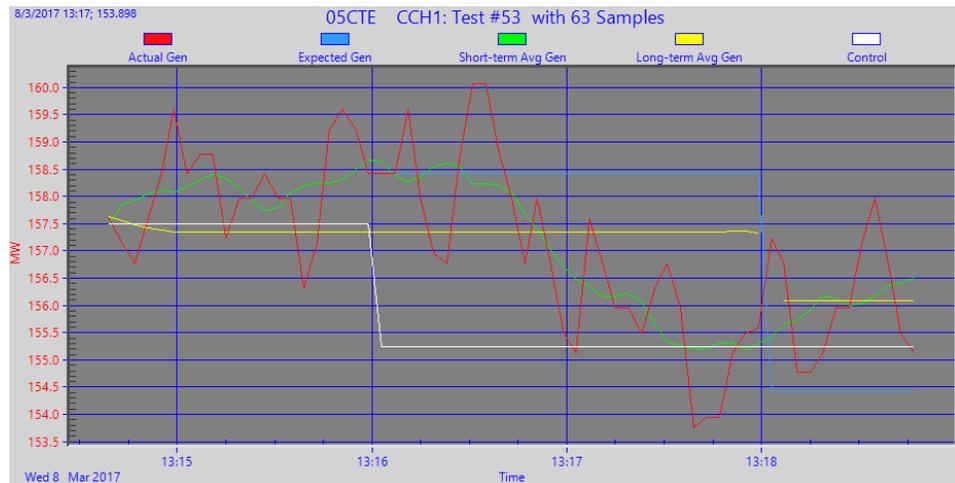


Figura 18. Prueba de respuesta, disminución de 3,5 MW.

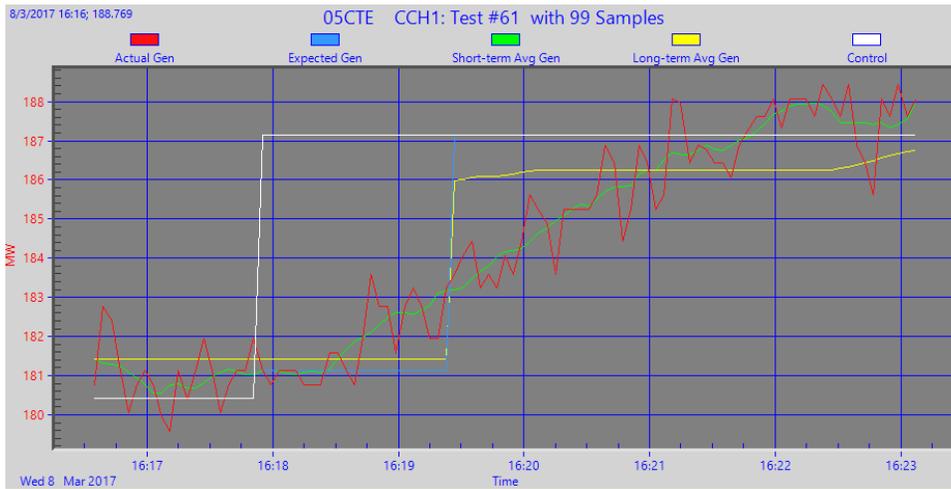


Figura 19. Prueba de respuesta, incremento de 6,8 MW.

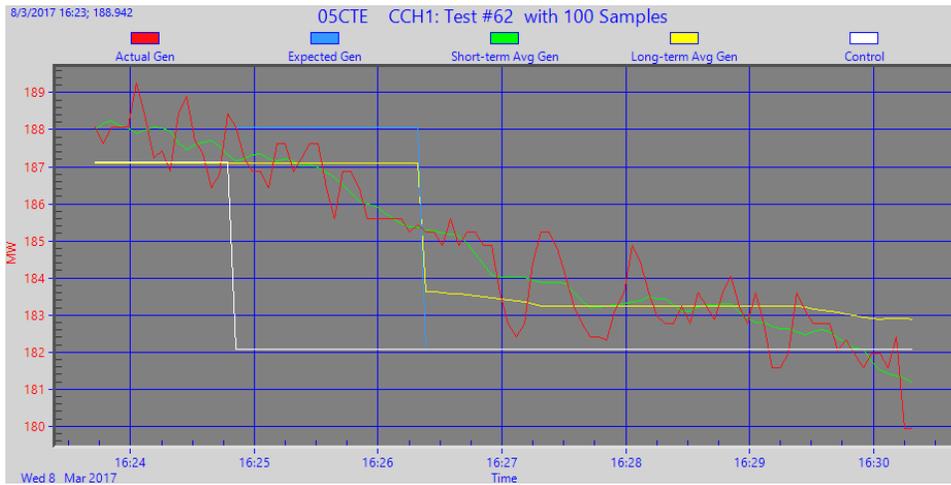


Figura 20. Prueba de respuesta, disminución de 5,6 MW.

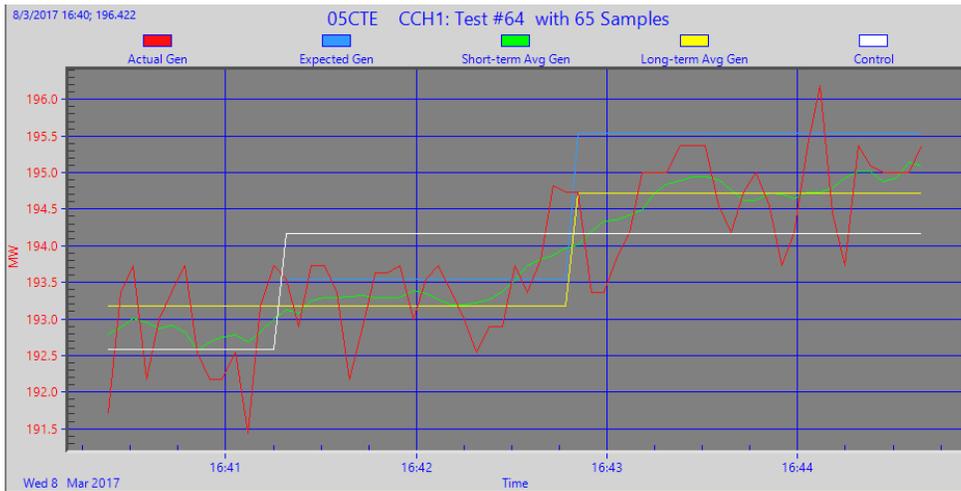


Figura 21. Prueba de respuesta, incremento de 2 MW.

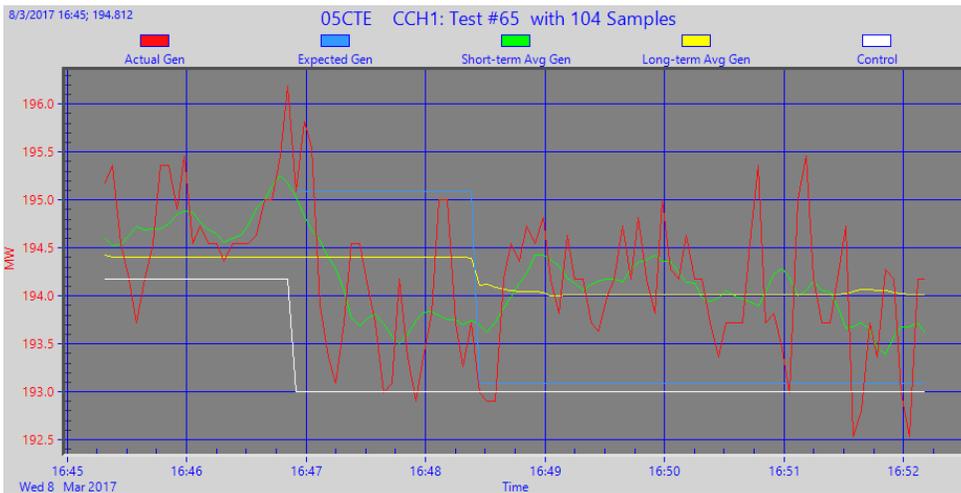


Figura 22. Prueba de respuesta, disminución de 1,6 MW.

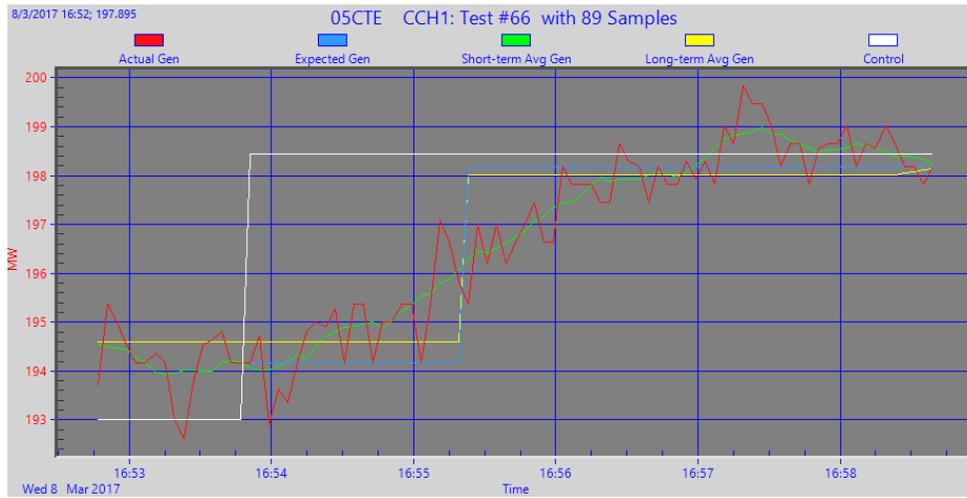


Figura 23. Prueba de respuesta, incremento de 4,9 MW.

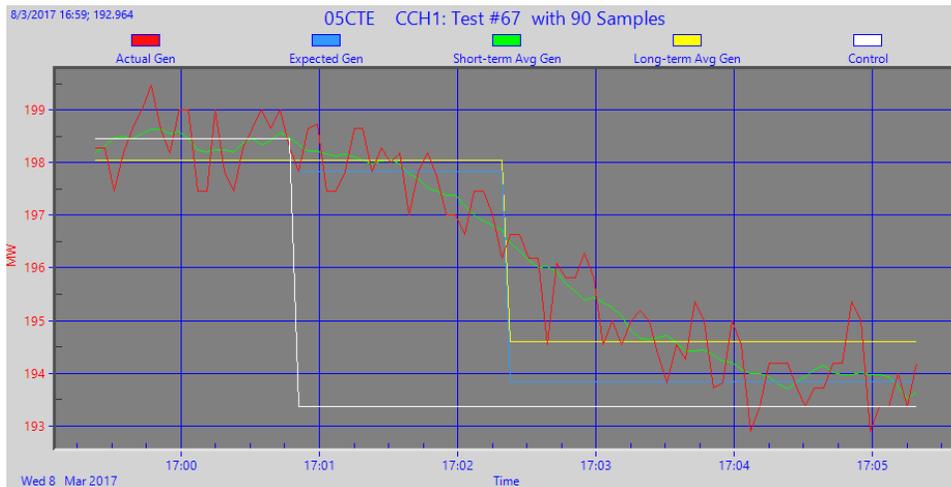


Figura 24. Prueba de respuesta, disminución de 5 MW.

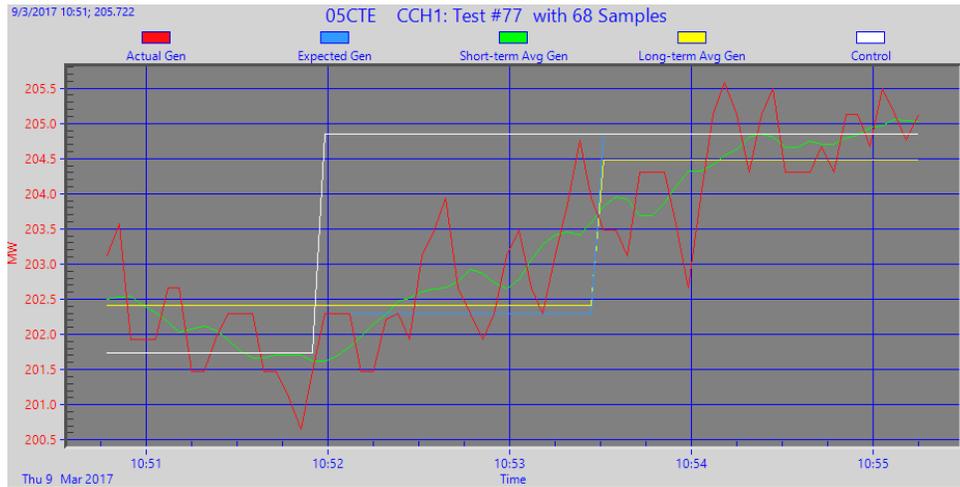


Figura 25. Prueba de respuesta, incremento de 3,4 MW.

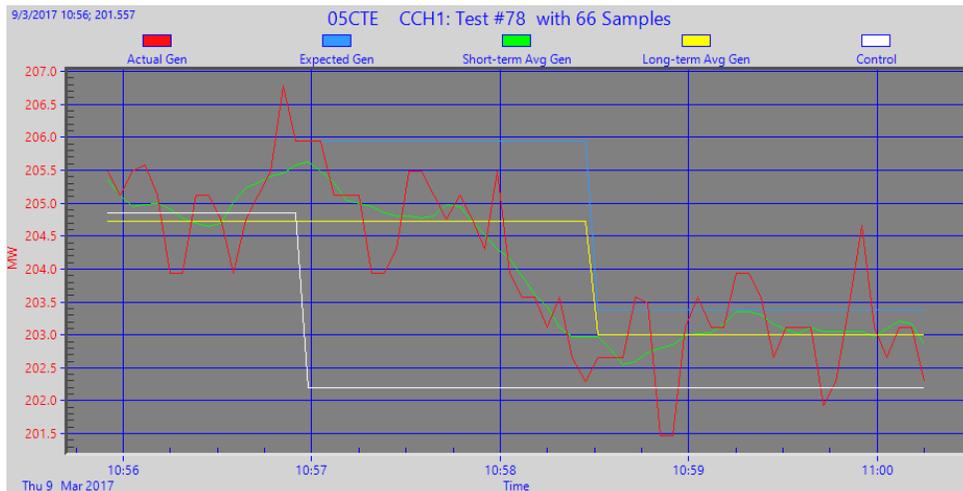


Figura 26 Prueba de respuesta, disminución de 3,1 MW.

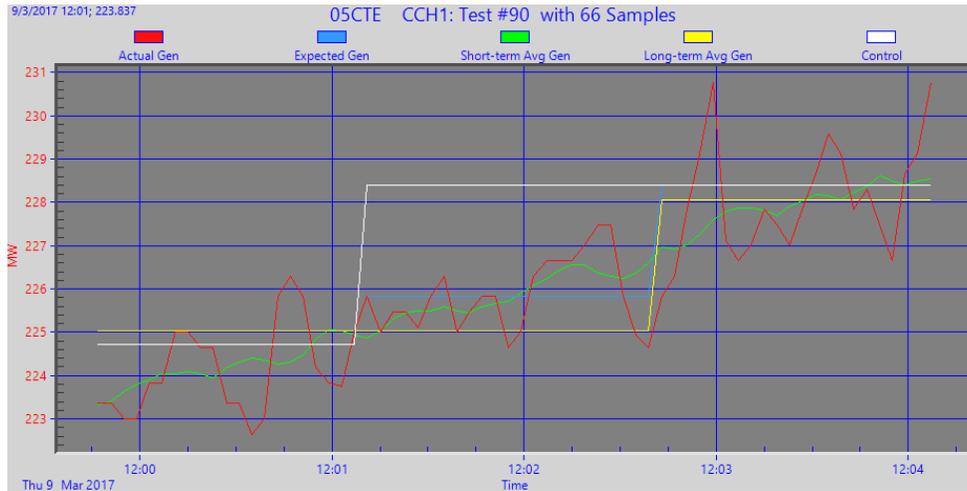


Figura 27. Prueba de respuesta, incremento de 3,5 MW.

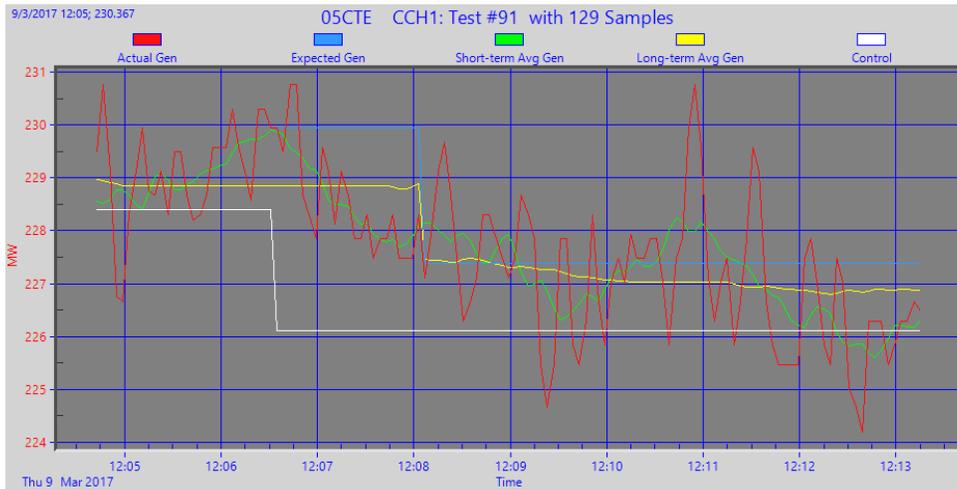


Figura 28 Prueba de respuesta, disminución de 4,3 MW.

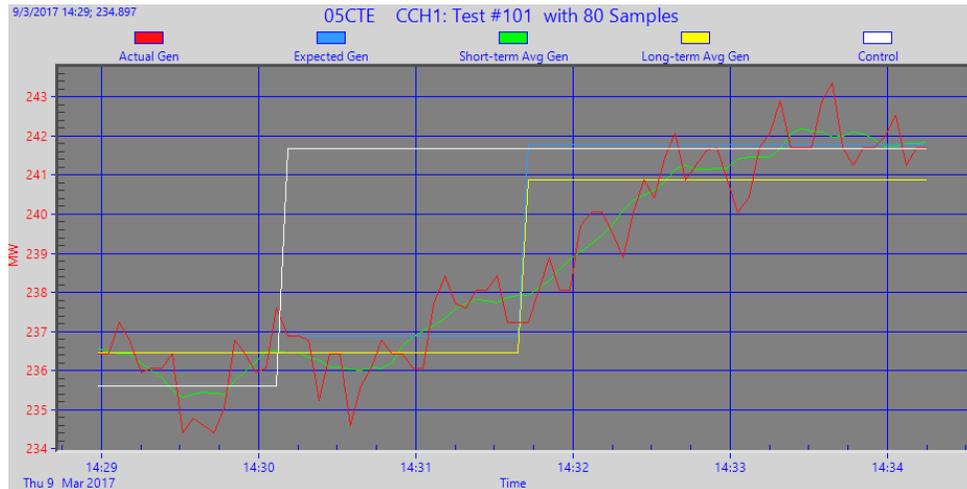


Figura 29. Prueba de respuesta, incremento de 5,7 MW.

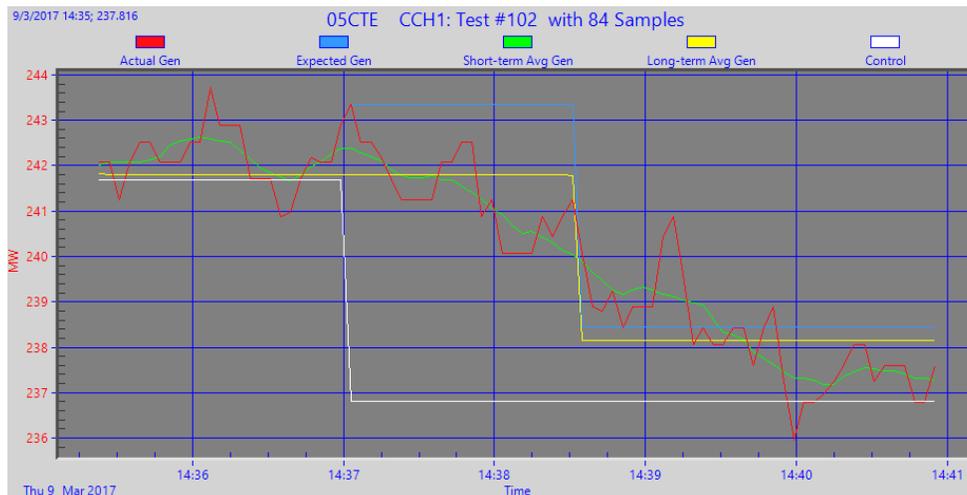


Figura 30 Prueba de respuesta, disminución de 5,2 MW.

Por otra parte, al igual que en las pruebas de rampa, la acción del corrector de frecuencia de la unidad afecto los tiempos de respuesta de la unidad, dado que en ocasiones la acción de este corrector ocasiona que aumente la desviación de la frecuencia respecto de 50 Hz. En las figuras 31 y 32 se presenta el comportamiento de la generación de la unidad producto de la acción del corrector de frecuencia, en momentos en que la unidad se encuentra en control AGC.

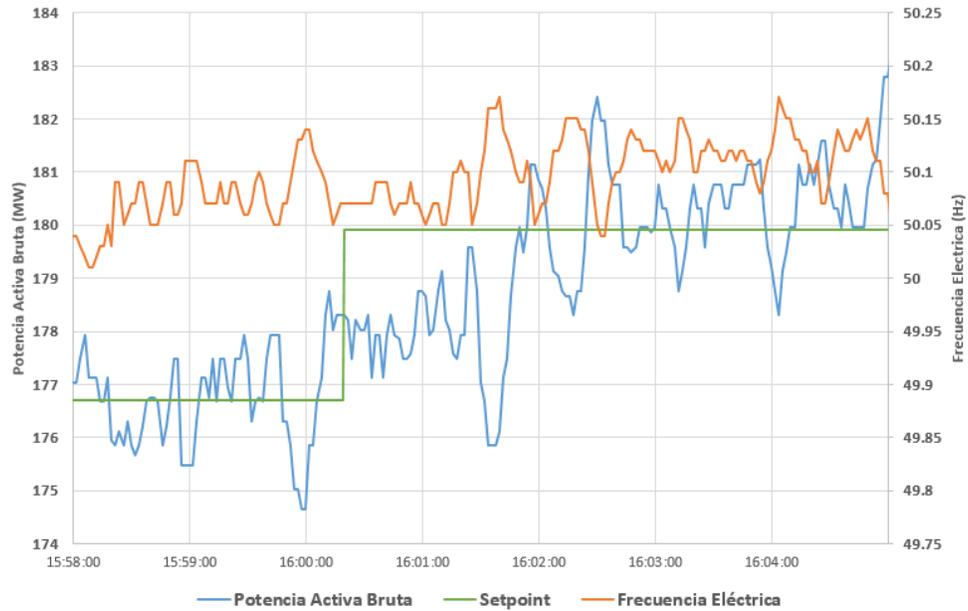


Figura 31. Acción del corrector de frecuencia de la unidad CCH1 de Central Cochrane, durante pruebas de respuesta.

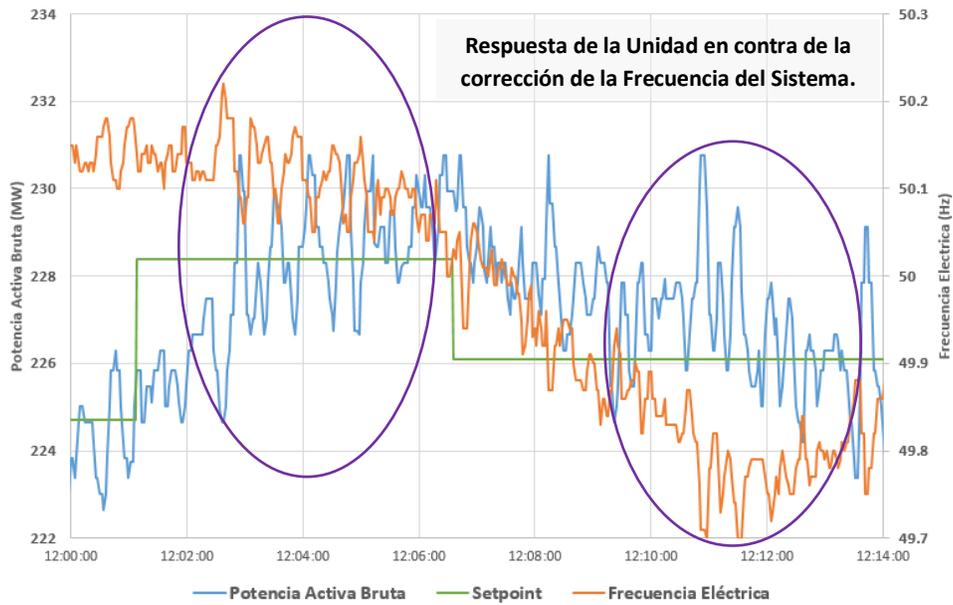


Figura 32. Acción del corrector de frecuencia de la unidad CCH1 de la central Cochrane, durante pruebas de respuesta.

PRUEBAS DE RESPUESTA DE LA UNIDAD EN MODO AGC.

Con los resultados obtenidos de las pruebas en lazo abierto, se estimaron los parámetros principales del lazo cerrado del controlador de la unidad. Los valores ajustados se presentan en la figura 33.

Frequency Bias	2.5
Frequency Devation Dead Band	1.000
Pending MW Gain	1.00
Error Deadband	1.5
Knee Point	2.0
K1 (primary phase control gain)	0.12
K2 (settling phase control gain)	0.075
Control Response Delay (CRD)	90
% CRD for Wait	100
Windup Up Limit	10
Windup Down Limit	10
Setpoint Change Deadband	0.50
Change Reversal Timer	20
Noise Rejection Timer	40
Ramp Rate Up	2.5
Ramp Rate Down	2.5
Bypass Change Reversal/Noise Rejection Tests in Emergency	No
Bypass Lead/Lag Filter & Windup Limits	No

Figura 33. Valores iniciales ajustados al lazo cerrado del controlador de la unidad CCH1 de Central Cochrane.

Para validar los valores ajustados al lazo de control del controlador de la unidad, se ajustó el punto base de la unidad, en varios puntos de la zona de operación, de modo de evaluar las consignas enviadas. En las siguientes imágenes se presenta el comportamiento de la generación de la unidad y las consignas enviadas al controlador de la unidad.

Durante el transcurso de estas pruebas fue necesario ajustar el parámetro K1 de 0.12 a 0.2, con el fin de que los controles iniciales enviados al controlador de la unidad fuesen más agresivos, sin que se presente sobre corrección a los controles enviados. Los parámetros finales ajustados se presentan en la figura 37.

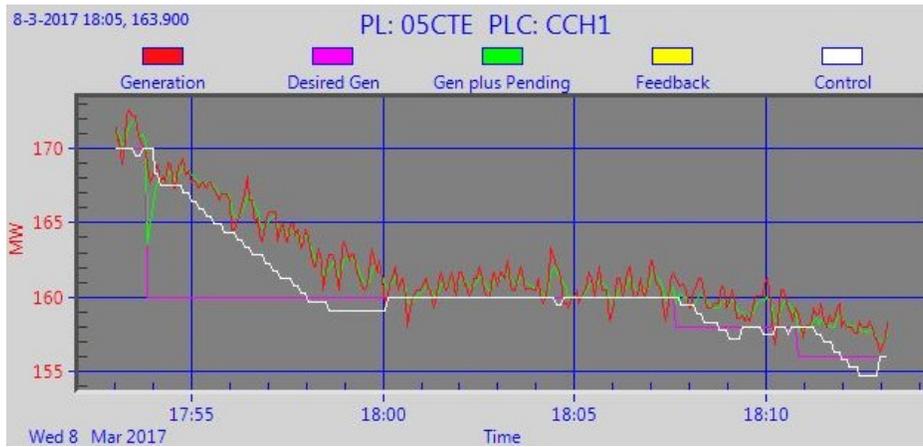


Figura 34. Ajuste del punto base de la unidad CCH1 de Central Cochrane, en lazo cerrado.



Figura 35. Ajuste del punto base de la unidad CCH1 de Central Cochrane, en lazo cerrado.

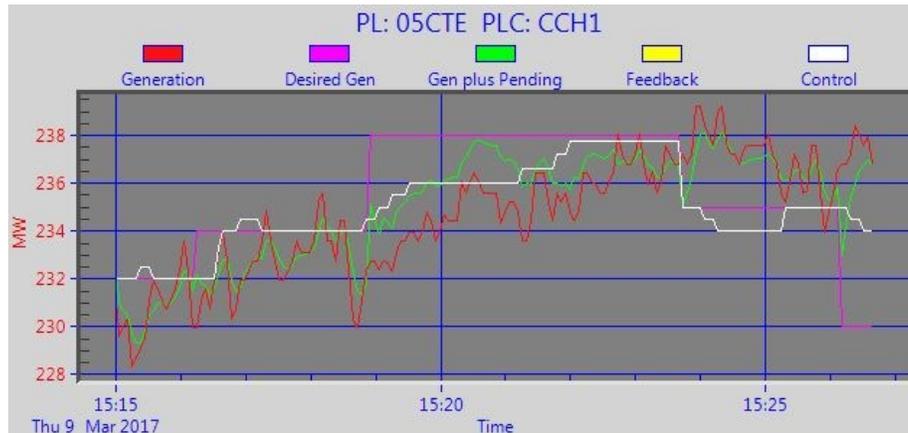


Figura 36. Ajuste del punto base de la unidad CCH1 de Central Cochrane, en lazo cerrado.

Frequency Bias	2.5
Frequency Deviation Dead Band	1.000
Pending MW Gain	1.00
Error Deadband	1.5
Knee Point	2.0
K1 (primary phase control gain)	0.2
K2 (settling phase control gain)	0.075
Control Response Delay (CRD)	90
% CRD for Wait	100
Windup Up Limit	10
Windup Down Limit	10
Setpoint Change Deadband	0.50
Change Reversal Timer	20
Noise Rejection Timer	40
Ramp Rate Up	2.5
Ramp Rate Down	2.5
Bypass Change Reversal/Noise Rejection Tests in Emergency	No
Bypass Lead/Lag Filter & Windup Limits	No

Figura 37. Valores finales ajustados al lazo cerrado del controlador de la unidad CCH1 de Central Cochrane.

Por otra parte, dado que la acción del corrector de frecuencia de la unidad ocasiona retardos en la regulación de la frecuencia del sistema, se considera que, para considerar la operación de esta unidad en el control automático de generación, es necesario aumentar la banda muerta del corrector de frecuencia a un valor mayor a 300 mHz o desactivar dicho corrector. Es por ello que se consultó al personal de la planta la disponibilidad de ajustar la banda muerta del corrector de frecuencia, los cuales indicaron que, pese a que esta actividad es posible realizarla, la misma debe ser ejecutada desde la consola de ingeniería por personal de instrumentación y control y no por el operador de la unidad.

Dado lo anterior, se recomienda evaluar la posibilidad de desactivar el corrector de frecuencia de la unidad, cada vez que la misma se encuentre participando del control automático de generación o coordinar con el suficiente tiempo el ajuste de la banda muerta del corrector de frecuencia a 300 mHz; esto mientras no se corrija el control realizado por el corrector de frecuencia de la unidad de modo que el mismo considere la desviación de la frecuencia del sistema respecto de 50 Hz.

PRUEBAS DE RESPUESTA DE LA UNIDAD EN CONTROL DE FRECUENCIA.

Dado que durante la ejecución de las pruebas lazo abierto y cerrado

Una vez verificados los parámetros del lazo de control del controlador de la unidad y estando la frecuencia del sistema cerca del 50Hz, se le asignó el 100% de la regulación del error de control de área a la unidad CCH1. Esta prueba se realizó el día 9 de marzo de 2017, entre las 15:41:454 y las 17:04:40, periodo en el cual el corrector de frecuencia de la unidad se encontraba deshabilitado.

En las siguientes figuras se presenta el comportamiento de la frecuencia del sistema, así como de las consignas y generación de la unidad CCH1, durante el período que estuvo encargada de la regulación del error de control de área. En general se puede indicar que el comportamiento fue acorde al esperado, atendiendo las consignas recibidas. Si bien se observa que durante esta prueba la frecuencia del sistema se mantuvo la mayor parte del tiempo dentro de la banda de control de ± 0.2 Hz, se puede apreciar que la corrección del error de control fue lenta, pero acorde a la capacidad de variación de carga de la unidad; con lo cual se consideró exitosa la prueba.

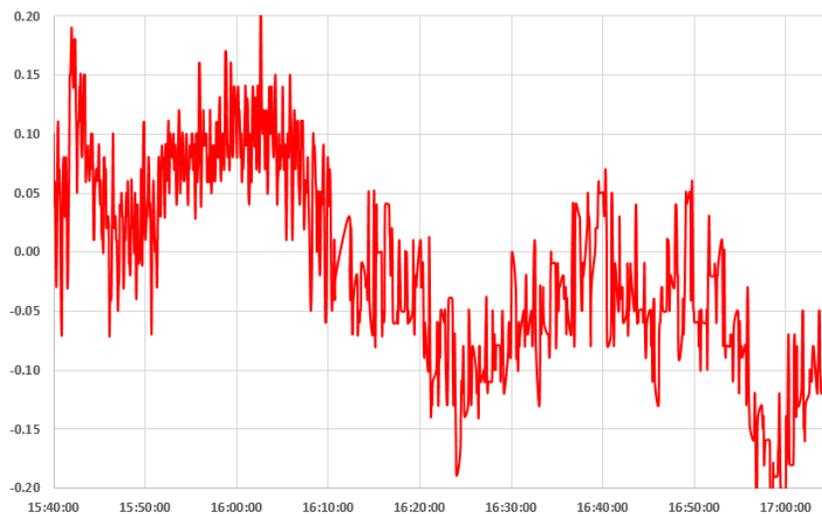


Figura 38. Desviación de frecuencia del SING, con unidad CCH1 en AGC.

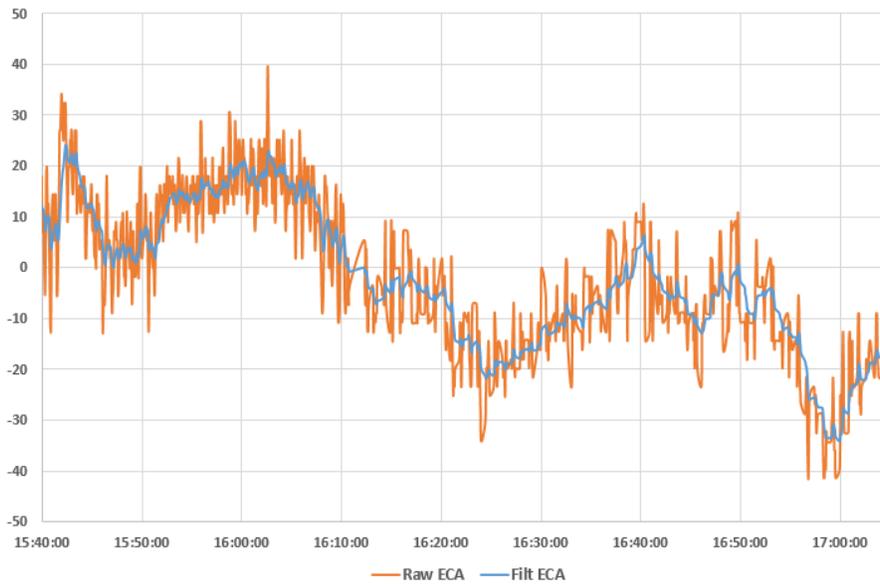


Figura 39. Error de control de área del SING, con unidad CCH1 en AGC.

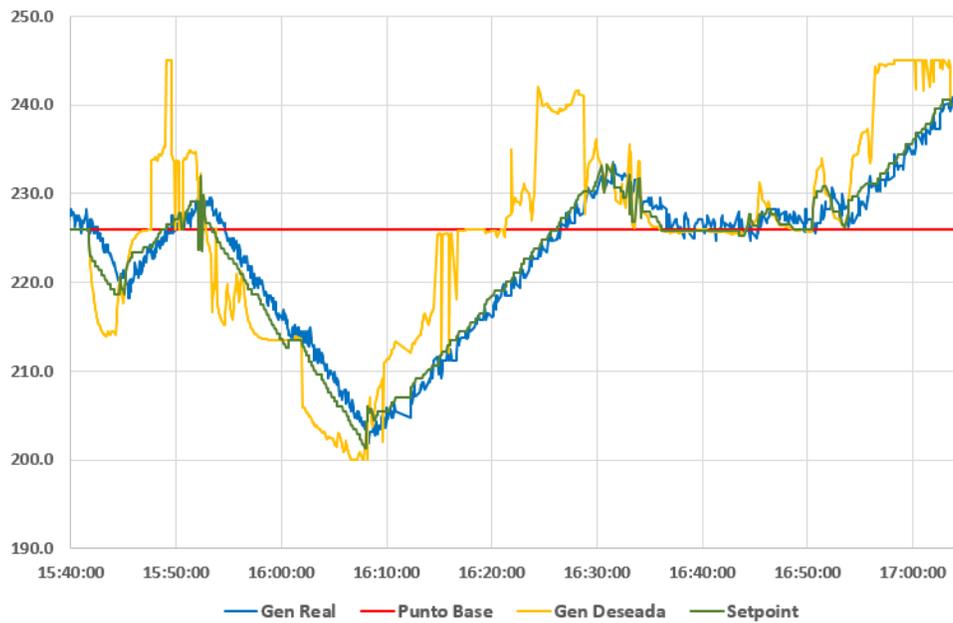


Figura 40. Comportamiento de las consignas y generación de la unidad 1 de la central Cochrane en AGC.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las señales de potencia activa bruta y neta de la unidad, presentan buena calidad, sin embargo, se observa una diferencia que oscila entre los 0,2 MW y 0,5 MW, entre el valor recibido en el SCADA y el valor reportado telefónicamente por operador de la unidad. Al respecto, se solicita revisar y corregir los diferentes factores que producen dicha diferencia.

Las señales asociadas a los límites de operación de las unidades enviadas por el Coordinado, deben indicar los límites entre los cuales la unidad puede estar operando en AGC en función de su punto base de operación determinado por la PCP, lo cual debe considerar limitaciones asociadas al número de pulverizadores en servicio, estado de habilitación de CPF, entre otros. Al respecto, se solicita corregir los valores de dicha señal, debido a que, durante las pruebas no se obtuvo el valor adecuado. Adicionalmente, se debe revisar la diferencia cercana a 0,5 MW entre el valor registrado en DCS de planta y valor observado en SCADA para dicha señal.

Durante las pruebas se generó alarma en SCADA, la cual indica que no se recibe desde el extremo coordinado la confirmación de recepción del setpoint. Dada esta situación se ajustó el campo "Completion Timeout" asociado al setpoint de 60 s a 0 s, con lo cual no se espera confirmación de la recepción del setpoint. Al respecto, se debe verificar por qué el setpoint no está siendo confirmado y trabajar en conjunto con el Coordinado para obtener esta confirmación.

El corrector de frecuencia de la unidad origina que en ocasiones el comportamiento de la generación de la unidad afecte la frecuencia del sistema, debido a que intenta corregir la desviación de la frecuencia del sistema en el tiempo, sin considerar la desviación de la misma respecto de 50 Hz. Es necesario que se realice ajustes en el lazo de control primario de la frecuencia de la unidad, de modo que considere la desviación de la frecuencia del sistema respecto de 50 Hz.

Para la participación de esta unidad en el control automático de generación se requiere realizar la deshabilitación del corrector de frecuencia de la unidad, esto mientras no se corrija el control del lazo de control primario de la unidad.