



Informe de regulación

IR-UT-01-2020

Informe sobre la aplicación de las normas del ROBCP
del periodo enero - junio de 2020

31 de agosto de 2020

Contenido

Introducción.....	2
Criterios empleados para la interpretación de normas.....	3
Desempeño de las reglas vigentes.	4
Vertimiento de recursos renovables ante situaciones de baja demanda de energía y potencia en el mercado eléctrico	5
Afectaciones en la seguridad y confiabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia por la generación fotovoltaica distribuida en el Mercado Mayorista	9
Conflictos y sanciones	14
Anexos.....	15

Introducción

El presente informe contiene el análisis sobre la aplicación de las normas del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP) durante el período de enero a junio de 2020, de acuerdo con lo indicado en el numeral 3.5.4. Capítulo 3 - MANEJO DE LA INFORMACIÓN.

Incluye los criterios para la interpretación y el desempeño de las reglas vigentes, identificando los inconvenientes detectados en la operación del sistema y en la administración del Mercado.

Finalmente se describen, de existir, los conflictos surgidos con los PM en cuanto a interpretación y/o aplicación de las reglas vigentes.

Criterios empleados para la interpretación de normas

Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP).

- El 23 de octubre de 2008, SIGET, mediante **Acuerdo No. 232-E-2008**, aprobó el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción.
- Por medio del **Acuerdo 222-E-2009** del 31 de julio de 2009, SIGET acordó publicar el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción a fin de conceder a la UT el tiempo necesario para el desarrollo e implementación del nuevo Reglamento, como se estableció en el Acuerdo 232-E-2008.
- El 8 de julio de 2011, mediante **Acuerdo 335-E-2011**, SIGET establece el uno de agosto de dos mil once como fecha de inicio de la aplicación del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP).
- El 29 de julio de 2011 SIGET, emitió el **Acuerdo 370-E-2011**, mediante el cual aprobó disposiciones transitorias y modificaciones de carácter permanente en el ROBCP para el inicio de aplicación de este, el 01 de agosto de 2011.



Desempeño de las reglas vigentes

Se identifican los inconvenientes detectados en la operación del sistema y en la administración del Mercado.

Vertimiento de recursos renovables ante situaciones de baja demanda de energía y potencia en el mercado eléctrico

Antecedentes

El aumento de los proyectos de generación renovable no convencional de grande, mediana y pequeña escala instalados y operando en el mercado mayorista y minorista (generación distribuida), específicamente de la tecnología solar fotovoltaica, que han modificado la demanda de potencia y energía del Mercado Mayorista de Electricidad (MME) en las horas de radiación solar, sumado a la baja demanda característica de los días feriados y a la generación base del MME (solar fotovoltaica con costo variable cero, biomasa y geotermia), ocasiona que de no tomar acciones concretas la generación disponible supere a la demanda del MME. Esto causa que la UT deba realizar las coordinaciones y gestiones adecuadas, oportunas y en el marco de sus facultades, para preservar la seguridad del sistema y la calidad del servicio.

Las coordinaciones y gestiones realizadas por la UT, cuando han ocurrido situaciones como las descritas previamente, así como los detalles de estos eventos, han sido notificados a la SIGET por medio de los informes siguientes:

1. Informe sobre el manejo de los recursos ERNC durante el 25 de diciembre de 2019 y 1 de enero de 2020, remitido mediante nuestra nota Ref. 0136/20, del 24 de enero de 2020: en el cual se detallaron los primeros eventos de vertimiento de recursos renovables con costo variable cero, así como las coordinaciones realizadas para superar estos eventos.
2. Informe sobre el manejo de los recursos ERNC durante marzo y abril de 2020, remitido mediante nuestra nota Ref. 0957/20, del 27 de abril de 2020: en el cual se detallaron los eventos de vertimiento de recursos renovables con costo variable ocurridos el 22 de marzo, 10 y 12 de abril de 2020, así como las respectivas coordinaciones para superar dichos eventos.

Asimismo, se le informó a SIGET los inconvenientes detectados en la normativa vigente, para la gestión de la generación ante estas condiciones, así como la solicitud de actualizar la normativa para que incluya un manejo óptimo de la generación eléctrica

con costo variable cero, cuando ésta supera a la demanda del MME, por medio del “Informe sobre la aplicación de las normas del ROBCP del periodo de julio a diciembre de 2019”, remitido mediante nuestra nota Ref. 0489/20, del 28 de febrero de 2020.

Inconvenientes detectados

El Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP), no establece procedimientos que optimicen, desde el punto de vista del sistema, la gestión de condiciones de generación base superior a la demanda del MME, las cuales se prevé que sigan ocurriendo a futuro.

Asimismo, y en línea con lo anterior se han identificado los siguientes inconvenientes que deben considerarse dentro de las mejoras regulatorias:

- Actualmente no existe un mecanismo que de señales económicas que faciliten la desconexión voluntaria de generación base.
- No existe un mecanismo o criterio que permita el “desempate” de tecnologías con costo variable cero para utilizarse en el proceso de planificación de la operación, y de esa manera priorizar su desconexión (incluyendo la importación que entra al despacho con costo variable igual a cero).
- Se necesita establecer las tecnologías que deban considerarse como “must-run” en el predespacho y en la operación en tiempo real.
- Los mecanismos regulatorios que incentiven las exportaciones al MER, cuando las condiciones operativas en cuestión se presenten en el MME.
- Aspectos de conciliación y facturación de las reducciones de generación ERV (compensaciones económicas a generadores).
- Generación distribuida: actualmente se encuentra fuera del monitoreo y control de la UT (distinción entre MME y mercado minorista), por lo tanto, no participa en el balance de generación y demanda.

- No existe en la actual normativa una reglamentación que regulen el uso de sistemas de baterías para regulación o almacenamiento de energía en dichas horas.
- Reglas que faciliten la coordinación entre los centros de control de las compañías distribuidoras y la UT, para la desconexión de generación distribuida en sus redes para el caso de regulación de estos casos.
- Aspectos de respuesta de demanda que permita a los consumidores responder a las señales de mercado, aumentando, en este caso, su consumo de energía eléctrica.

Acciones tomadas

Los insumos para posibles reformas regulatorias necesarias para una adecuada administración del vertimiento de recursos están siendo analizados por un comité de directores de la junta directiva de la UT, en el cual también participa SIGET.

A continuación, se presenta el detalle de los temas abordados por el comité de directores, en las diferentes reuniones que se han llevado a cabo:

<i>Fecha de la reunión</i>	<i>Temas abordados</i>
<i>14-02-2020</i>	<i>a) Fundamentos de la necesidad de actualización de normativa vigente. b) Consideraciones por tecnologías de generación indicadas por los PMs. c) Mejoras regulatorias identificadas que es necesario abordar. d) Efectos potenciales del vertimiento de recursos renovables.</i>
<i>02-03-2020</i>	<i>Audiencias a generadores a base de las tecnologías solar, eólica, biomasa y geotérmica para que explicaran detalles sobre la operación de sus plantas, restricciones técnicas y afectaciones durante eventos donde se solicita reducir generación.</i>

09-06-2020	<i>a) Detalle sobre los eventos de vertimiento de recursos renovables en los meses de marzo y abril 2020.</i> <i>b) Resumen de audiencias a generadores con ERNC.</i> <i>c) Recopilación de experiencias en otros mercados relacionados al vertimiento de recursos renovables ante situaciones de baja demanda de energía y potencia en el mercado eléctrico.</i>
10-07-2020	<i>Puntos de estudio de parte de la Gerencia de Electricidad de SIGET para el manejo del vertimiento de ERNC</i>

Recomendación a SIGET

Se recomienda que la SIGET continúe participando como parte activa de las reuniones llevadas a cabo por el comité de directores, que ha sido conformado por acuerdo de la junta directiva de la UT, con el fin de analizar y discutir los posibles cambios regulatorios relacionados al vertimiento de recursos renovables ante situaciones de baja demanda de energía y potencia en el mercado eléctrico; y que en el marco de sus facultades dicte las normas que actualicen la reglamentación vigente para que incluya un manejo óptimo de la generación eléctrica con costo variable cero (o muy cercano a cero), cuando ésta supera a la demanda del MME, considerando los diferentes aspectos regulatorios indicados por dicho comité.

Afectaciones en la seguridad y confiabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia por la generación fotovoltaica distribuida en el Mercado Mayorista

Antecedentes

El incremento de la generación fotovoltaica en redes de distribución continúa impactando indirectamente la operación del Mercado Mayorista de Electricidad (MME) y, desde que dicha situación fue informada por la UT a la SIGET a través del informe de regulación de enero-junio 2019, los inconvenientes presentados en aquella oportunidad, han continuado en el presente año.

Actualmente, la información que tiene la UT sobre la generación solar fotovoltaica conectada en distribución es básica y carece de detalle en cuanto a elementos que permitan conocer datos exactos sobre la misma, por ejemplo, no se sabe con certeza la cantidad de equipos instalados por punto de interconexión, ni su inyección horaria. Sin embargo, en cumplimiento con las actividades que rigen el actuar de la UT en el marco de la Ley General de Electricidad y en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP), la UT, por medio de su operación efectúa todas las maniobras necesarias para mantener la seguridad del sistema y la calidad de los servicios.

Inconvenientes detectados

Las complicaciones detectadas hasta el momento, en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) a causa de la cantidad de generación fotovoltaica operando en redes de distribución, se describen a continuación:

- Eventos de Baja Frecuencia

En los eventos de baja frecuencia ocurridos el 16 de mayo, 23 y 30 de junio, 1 y 5 de agosto del presente año, varias de las plantas fotovoltaicas que se encuentran a nivel de distribución sufrieron desconexión de la red, aumentando la demanda de los alimentadores donde están conectadas, siendo la pérdida de dicha generación mayor que la demanda desconectada por el Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia (EDCBF), afectando la frecuencia del SEP e incidiendo en el tiempo de la

normalización de la carga desconectada del sistema. La pérdida de generación a nivel de distribución, bajo ciertos eventos de inestabilidad, podrían ocasionar un riesgo mayor al sistema eléctrico de El Salvador. Las gráficas que describen dichos eventos se encuentran contenidos en el anexo 1.

- Demanda, pronóstico de demanda y cálculo de la Energía No Servida

El aumento de la generación fotovoltaica en redes de distribución ha impactado en el perfil de demanda del MME modificándolo a lo largo de los años. Conforme a las estadísticas que se tienen, el 2019 es el que presenta los cambios más notorios. Para 2020, la afectación en la demanda continua presente, sin embargo, debido a las condiciones atípicas por la pandemia COVID-19, a partir de marzo, no se considera un año comparable para evidenciar dicho fenómeno.

Los cambios en la curva horaria de generación se aprecian en las horas de mayor irradiación solar, por la inyección de las plantas de generación fotovoltaica conectadas a nivel de distribución. En el anexo 2 de este informe, se presentan las gráficas que muestran el comportamiento del valor medio de la demanda para el mes de febrero desde 2015 hasta 2020.

Además de modificar el perfil de la demanda del mercado mayorista, también repercute en la realización del pronóstico de demanda que realiza la UT, ya que la variabilidad de la potencia generada por las plantas fotovoltaicas en los circuitos de distribución, incorporan un elemento complejo, del cual la UT no cuenta con datos a considerarse en el pronóstico.

Asimismo, para el cálculo de asignación de la Energía No Servida (ENS), se han tenido inconvenientes a causa de la variación de potencia en los circuitos de distribución en donde están conectadas las plantas fotovoltaicas, ya que agregan un componente adicional a dicho cálculo, puesto que no se sabe con exactitud si la variación que presenta el circuito fue ocasionada por la demanda o por la generación conectada. Esto se observó durante el mantenimiento de la barra de 46 kV de la subestación Ozatlán realizado el 23 de agosto de 2020.

- Transferencias de carga entre circuitos a nivel de distribución

Al analizar las transferencias de carga relacionadas con circuitos que tienen generación fotovoltaica en distribución, se han detectado inconvenientes para conocer su carga real, puesto que la inyección de dichas plantas la disminuye. Lo anterior, podría causar sobrecargas en el circuito en donde se realicen las transferencias de carga, y por consiguiente se podrían tener disparos en los circuitos involucrados.

- Desconexión por variaciones de tensión

En 2020 se tuvo que, durante variaciones de tensión en distintos nodos del SEP, simultáneamente hubo desconexiones de plantas fotovoltaicas conectadas a nivel de distribución. A continuación, se mencionan algunos ejemplos:

- ✓ El 25 de marzo a las 14:17 horas, durante el disparo de línea Nejapa-Nejapa Power, ocurrió el disparo de cinco plantas fotovoltaicas conectadas a nivel de distribución en las subestaciones San Miguel y Ateos. En el anexo 3, se adjuntan las conclusiones y recomendaciones contenidas en el Informe de evento 5/2020, donde se reportó a los distribuidores lo ocurrido.
- ✓ Entre el 18 y el 23 de agosto, se han registrado hasta 6 eventos de disparo de generación distribuida en el alimentador 34-4-83 de la subestación San Miguel por pérdida de carga en las subestaciones San Bartolo, Nuevo Cuscatlán y el 34-4-81 de San Miguel, etc. En el anexo 4, se presentan los gráficos con respecto a esta situación.

La salida de las plantas fotovoltaicas conectadas en distribución, ante huecos de tensión podría agravar las condiciones post falla de los eventos en el SEP y pone en riesgo la seguridad operativa del sistema.

- Control de la generación distribuida

Ante los eventos previamente reportados a la SIGET, con respecto al vertimiento de recurso renovable no convencional en el MME, se vuelve necesario tener mecanismos normativos que permitan a la UT solicitar la reducción de las ERNC tanto en el mercado mayorista como en el mercado minorista.

Para los días de baja demanda en los que únicamente se tiene generación base, la situación se vuelve crítica, puesto que, si se dan eventos de pérdida de carga se vuelve importante tener una normativa que le permita a la UT, gestionar la generación en distribución con la finalidad de mantener la calidad y seguridad del sistema.

Solicitud a SIGET

Nuevamente, se le solicita a la SIGET, valorar las situaciones planteadas y tomar en cuenta los siguientes aspectos para una posible solución:

1. Conforme a lo estipulado en el resuelve cuarto de la resolución CRIE-95-2018, se solicita a la SIGET establecer en la “Norma para usuarios finales productores de energía eléctrica con recursos renovables (Norma UPR)”, que estas instalaciones cumplan con los requisitos ante huecos de tensión y protecciones de frecuencia, y que las distribuidoras verifiquen este cumplimiento, conforme a lo establecido en el ROBCP, en lo relacionado con:

- a) Ajuste de los parámetros de operación de los inversores y protecciones, para soportar variaciones momentáneas mayores a 57 Hz y menores de 63 Hz, tal como lo establece el numeral 2.4 del anexo 12 del ROBCP.
- b) Ajuste de los parámetros de operación inversores y protecciones de plantas fotovoltaicas operando en sus redes, para soportar tensiones menores a 1.2 p.u. y mayores de 0.8 p.u. y cumplir con la curva de hueco de tensión para la liberación de fallas como lo establecen los numerales 3.4 y 6.2.4 del anexo 12 del ROBCP.

Asimismo, lo anterior también debe ser de estricto cumplimiento para plantas conectadas en la red de distribución y que venden su energía directamente a las distribuidoras.

2. Establecer los mecanismos para disponer a la UT de información en tiempo real de las inyecciones de las plantas ERNC conectadas en las redes de distribución.

3. Establecer un mecanismo regulatorio, que permita a la UT, bajo condiciones particulares de baja demanda y excesos de generación, o por seguridad del sistema,

solicitar reducciones de potencia activa de las plantas ERNC conectadas a distribución, para cumplir con los requisitos de calidad y seguridad operativa del sistema.

4. Las compañías distribuidoras informen continuamente a la UT el listado de plantas ERNC conectadas en sus redes, con sus respectivos datos técnicos. Asimismo, envíen el listado de aquellas plantas que se encuentren en proceso de construcción.

Conflictos y sanciones

Durante el primer semestre de 2020, la Unidad de Transacciones no registró ningún conflicto entre Participantes del Mercado en cuanto a interpretación o aplicación de las reglas vigentes, referentes al Mercado Mayorista de Electricidad.

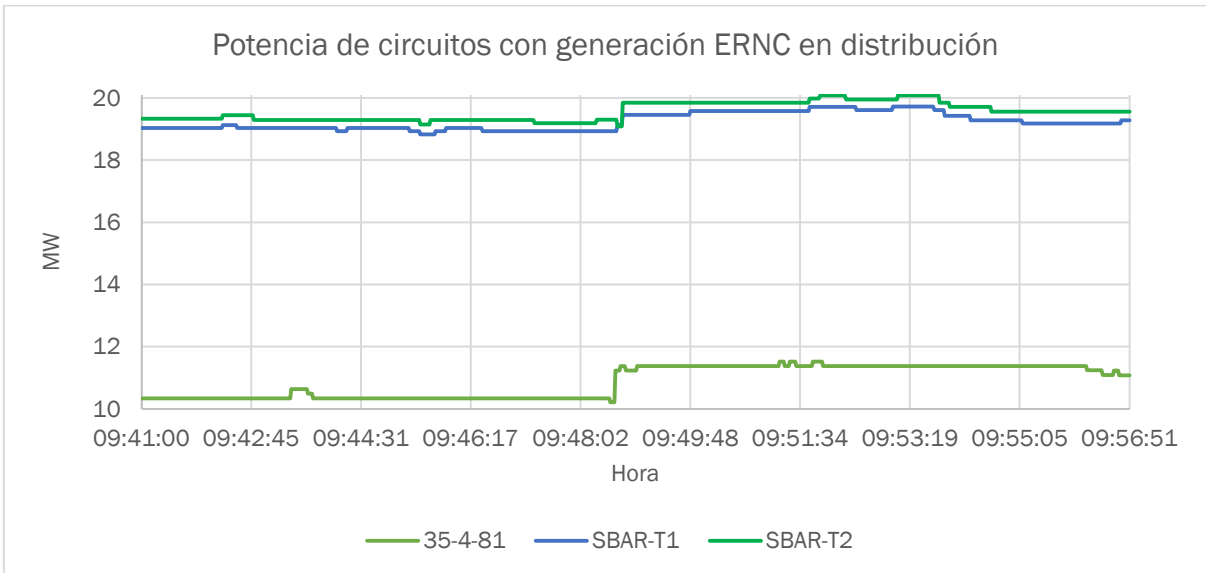
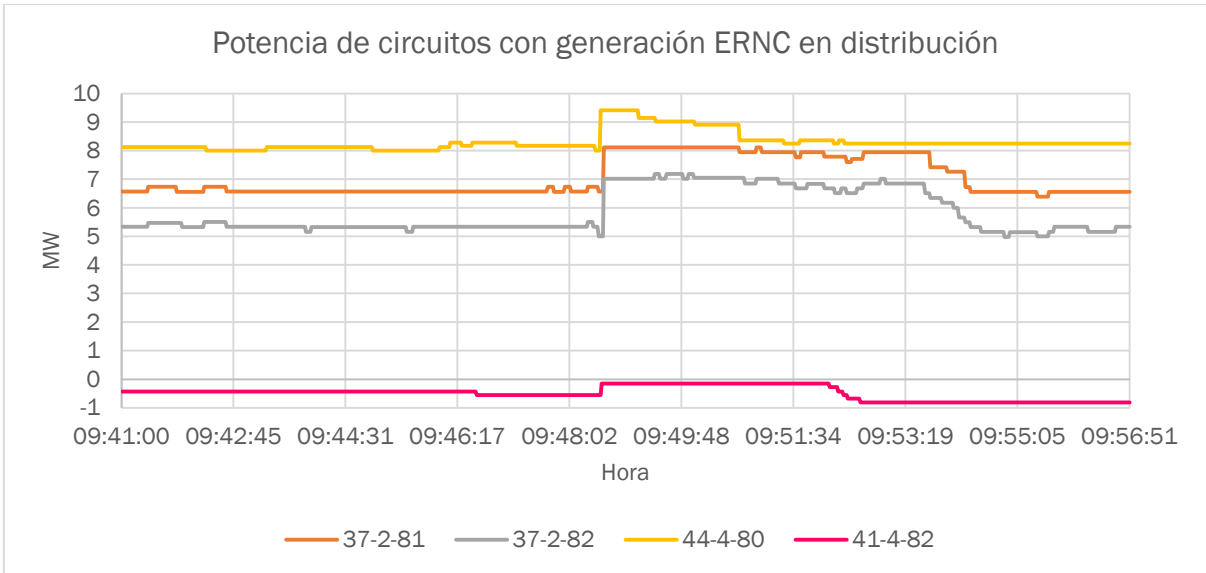


Anexos

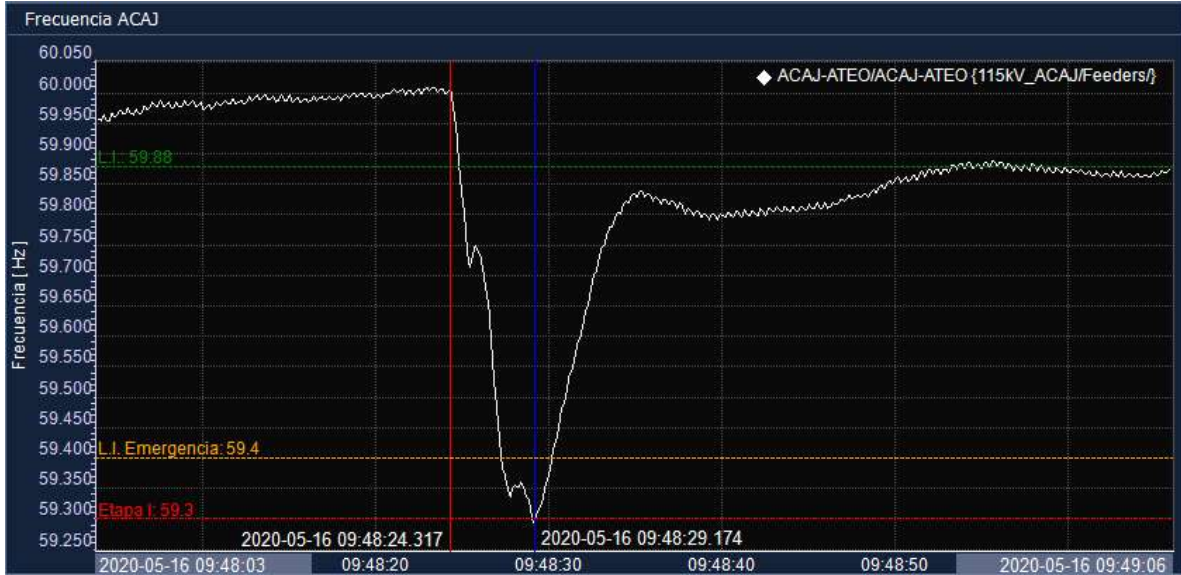
Impacto en el Mercado Mayorista de
las ERNC conectadas en distribución

Anexo 1 – Eventos de baja frecuencia

16-05-2020. Durante evento de baja frecuencia ocurrió el disparo de varias plantas fotovoltaicas conectadas a nivel de distribución en alimentadores de CAESS y CLESA, esto provoca que el evento de baja frecuencia se ve aún más afectado.

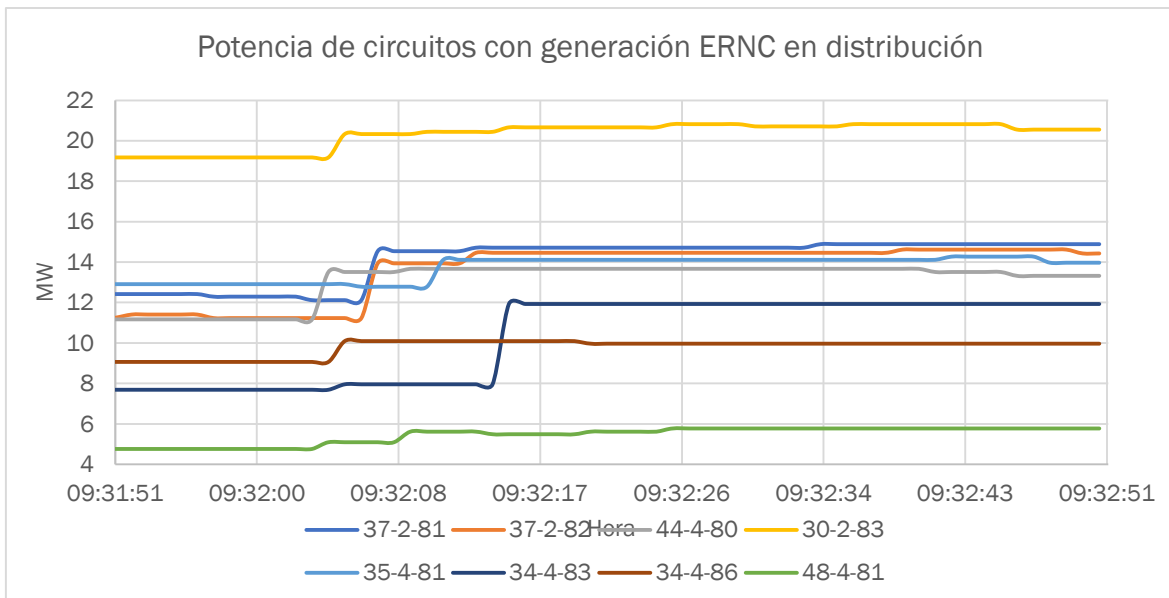


Informe de regulación
Enero - junio 2020

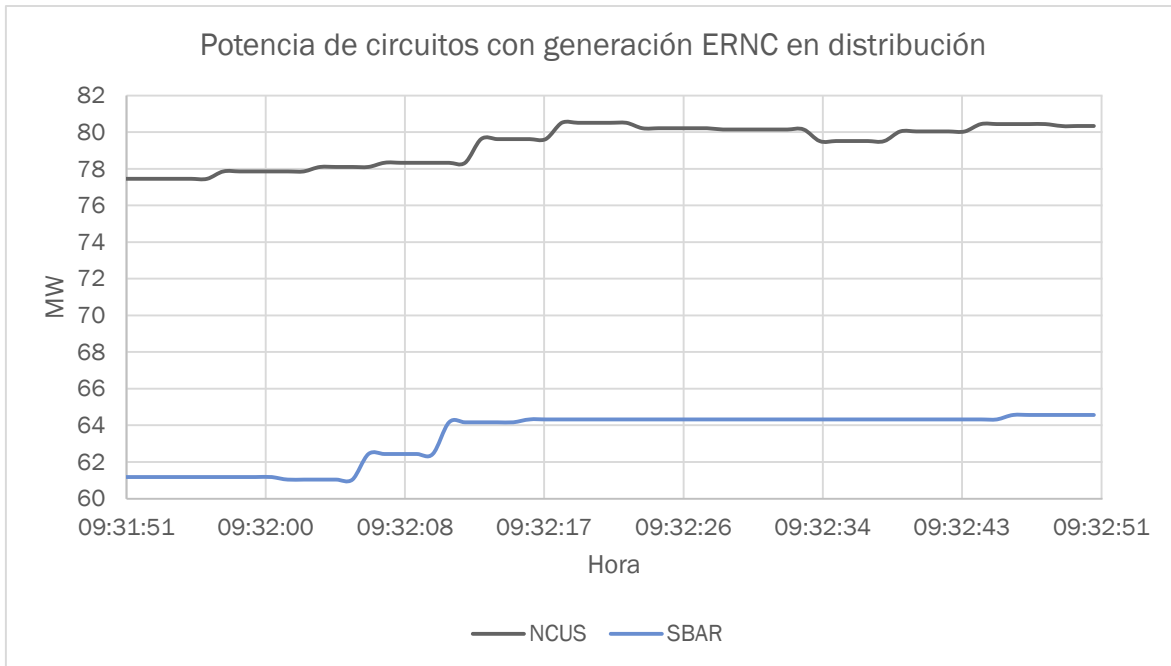
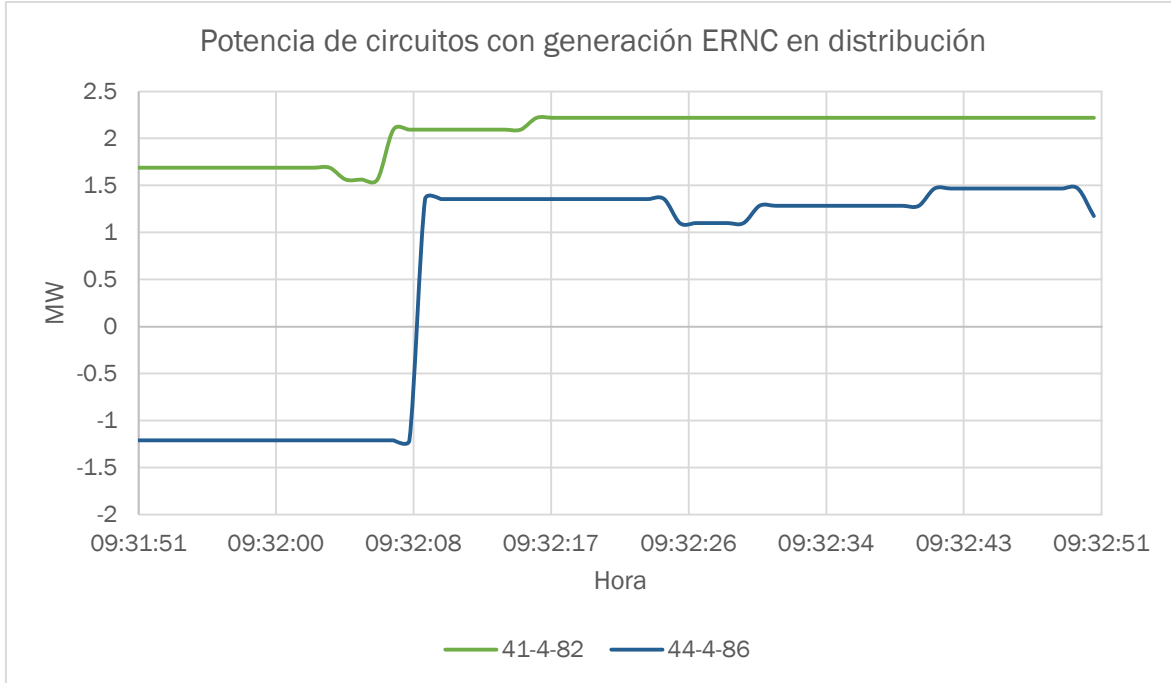


Distribuidor	Circuito asociado	Subestación	Generación pérdida (MW)
CAESS	37-2-81 y 82	Nejapa	3.1
	SBAR	San Bartolo	1.1
CLESA	44-4-80	Ateos	1.4
	35-4-81	Santa Ana	0.9
	41-4-82	Sonsonate	0.4
Total			6.9

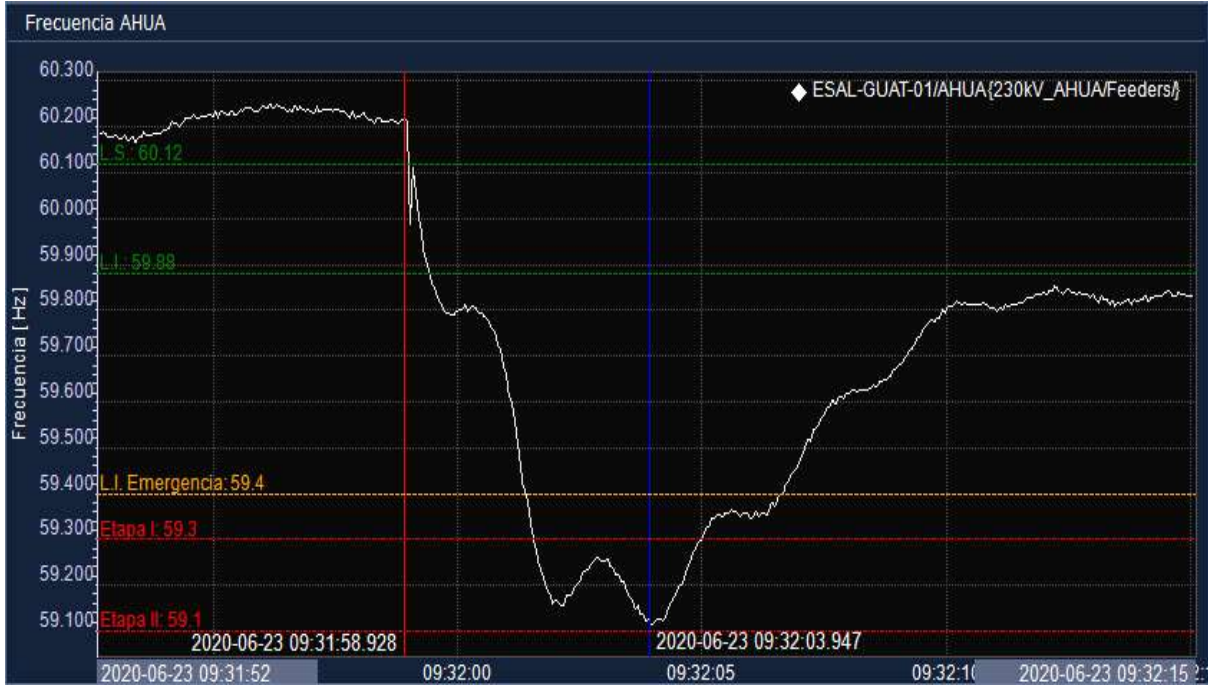
23-06-2020. Durante evento de baja frecuencia ocurrió el disparo de varias plantas fotovoltaicas conectadas a nivel de distribución en alimentadores de CAESS, DESLUR, CLESA, EEO y EDESAL, esto provocó que el evento de baja frecuencia se ve aún más afectado.



Informe de regulación
Enero - junio 2020

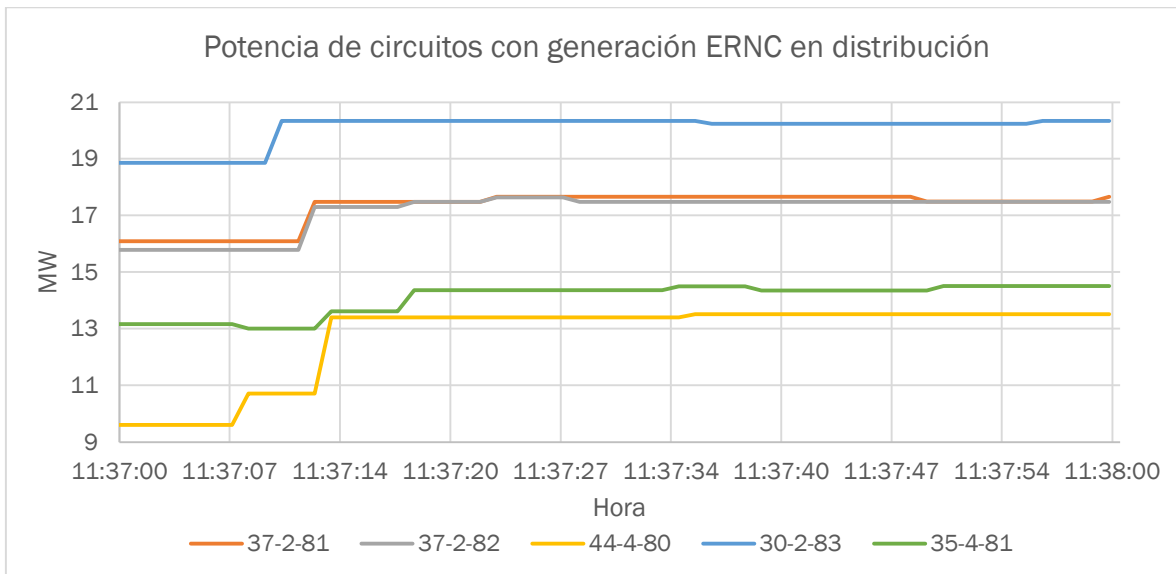
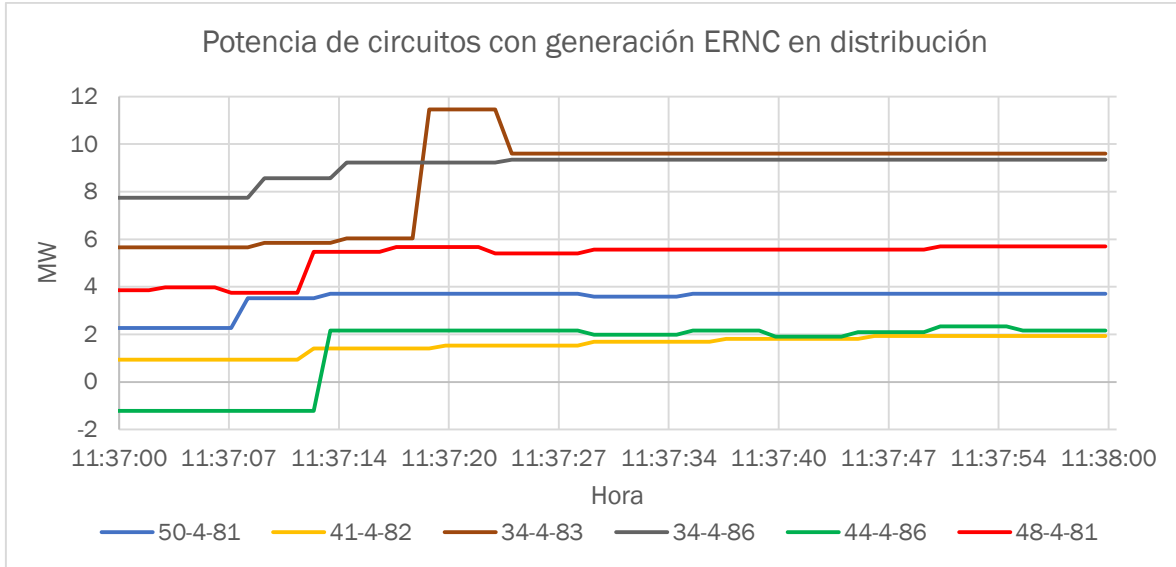


Informe de regulación
Enero - junio 2020

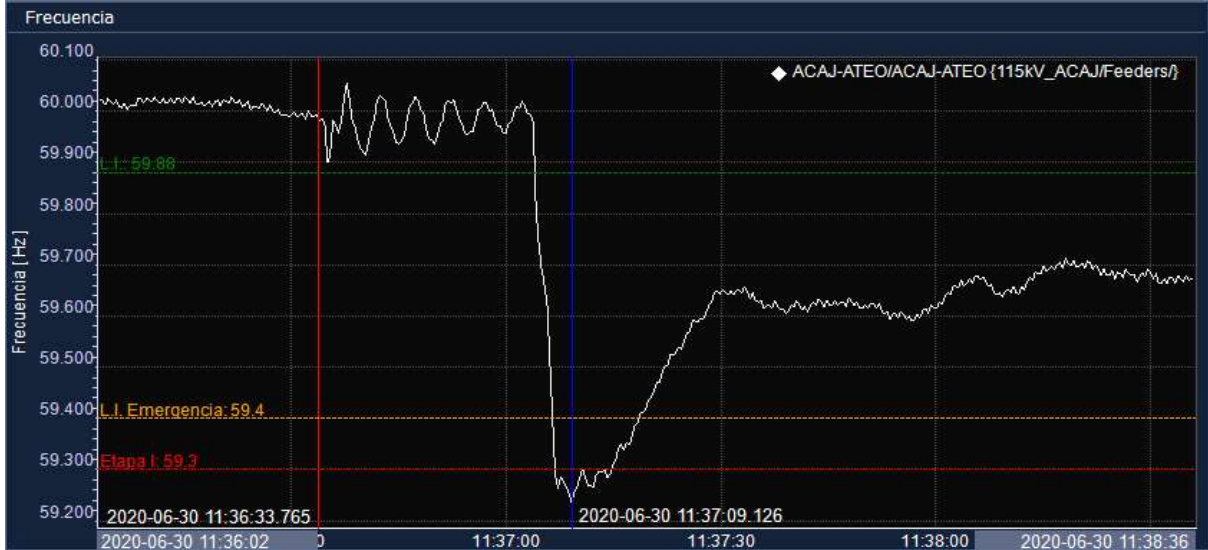
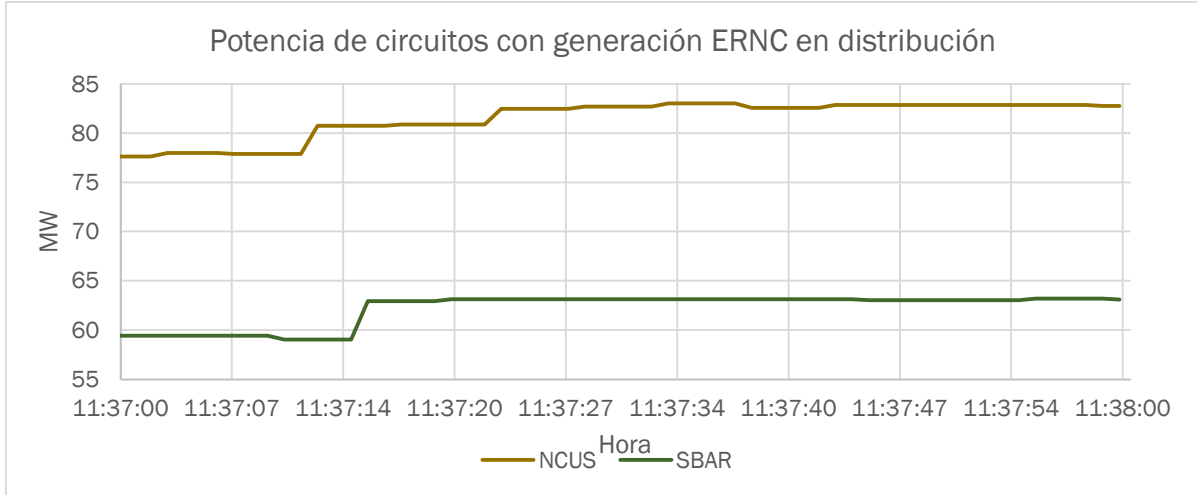


Distribuidora	Circuito asociado	Subestación	Generación pérdida (MW)
CAESS	Nejapa	Nejapa	5.8
	30-2-83	Soyapango	1.6
	San Bartolo	San Bartolo	3.2
DELSUR	Nuevo Cuscatlán	Nuevo Cuscatlán	3.0
	44-4-86	Ateos	2.7
CLESA	44-4-80	Santa Ana	2.3
	35-4-81	Sonsonate	1.4
	41-4-82		0.5
EEO	34-4-83	San Miguel	4.3
	34-4-86		0.9
EDESAL	48-4-81	Talnique	1.0
Total			26.7

30-06-2020. Durante evento de baja frecuencia ocurrió el disparo de varias plantas fotovoltaicas conectadas a nivel de distribución en alimentadores de CAESS, DESLUR, CLESA, EEO y EDESAL, esto provocó que el evento de baja frecuencia se ve aún más afectado.

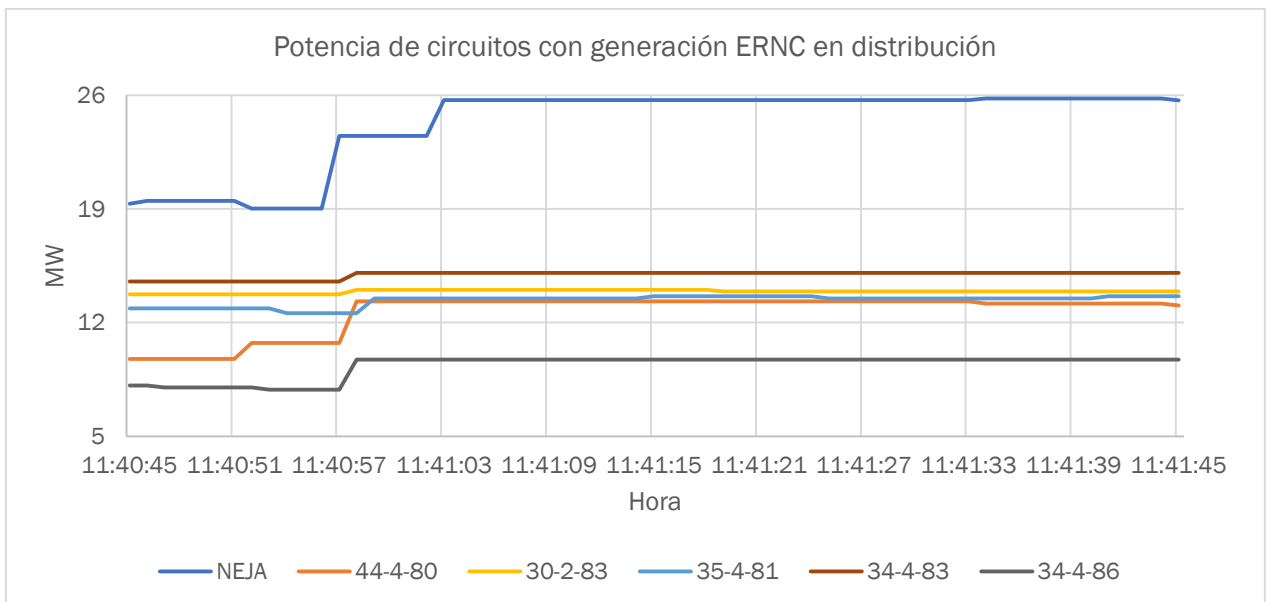
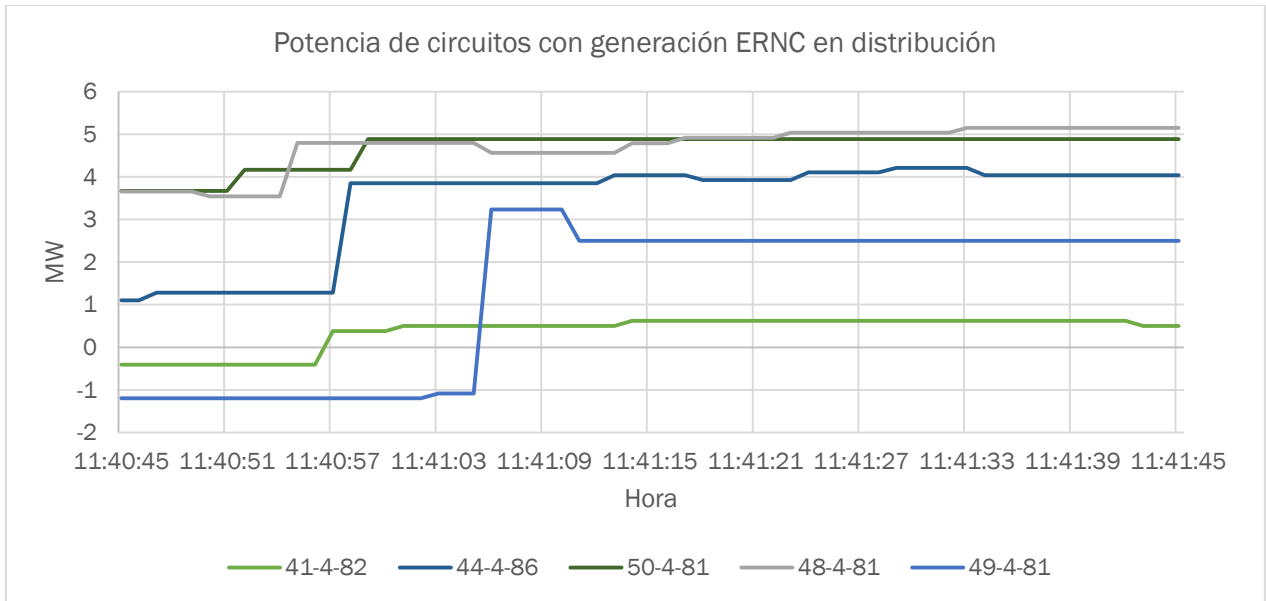


Informe de regulación
Enero - junio 2020

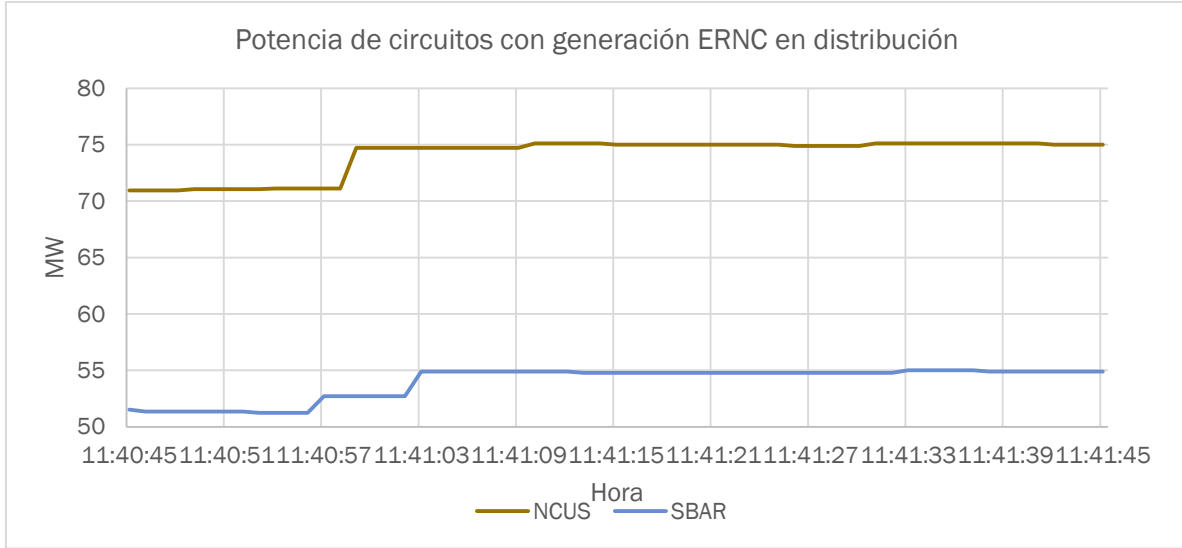


Distribuidor	Circuito asociado	Subestación	Generación perdida (MW)
CAESS	37-2-81	Nejapa	3.1
	30-2-83	Soyapango	1.5
	SBAR	San Bartolo	3.7
DELSUR	50-4-81	San Matías	1.4
	NCUS	Nuevo Cuscatlán	3.2
	44-4-86	Ateos	3.4
CLESA	44-4-80	Ateos	3.8
	35-4-81	Santa Ana	1.2
	41-4-82	Sonsonate	0.6
EEO	34-4-83	San Miguel	5.8
	34-4-86	San Miguel	1.5
EDESAL	48-4-81	Talnique	1.8
Total			31.0

01-08-2020. Durante evento de baja frecuencia ocurrió el disparo de varias plantas fotovoltaicas conectadas a nivel de distribución en alimentadores de CAESS, DESLUR, CLESA, EEO y EDESAL, esto provocó que el evento de baja frecuencia se ve aún más afectado.

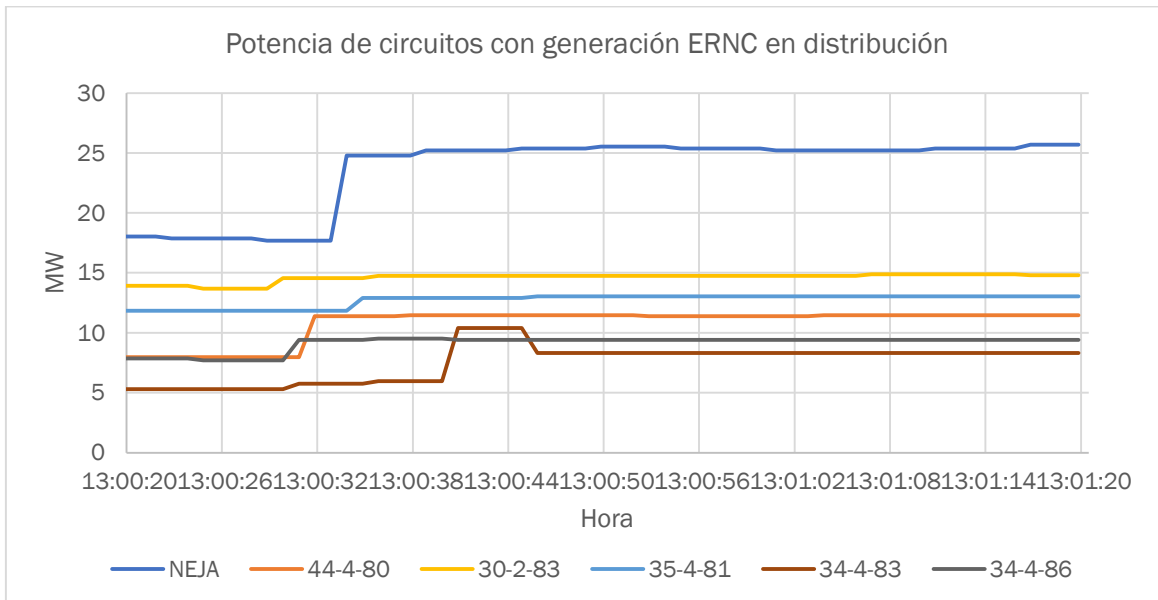
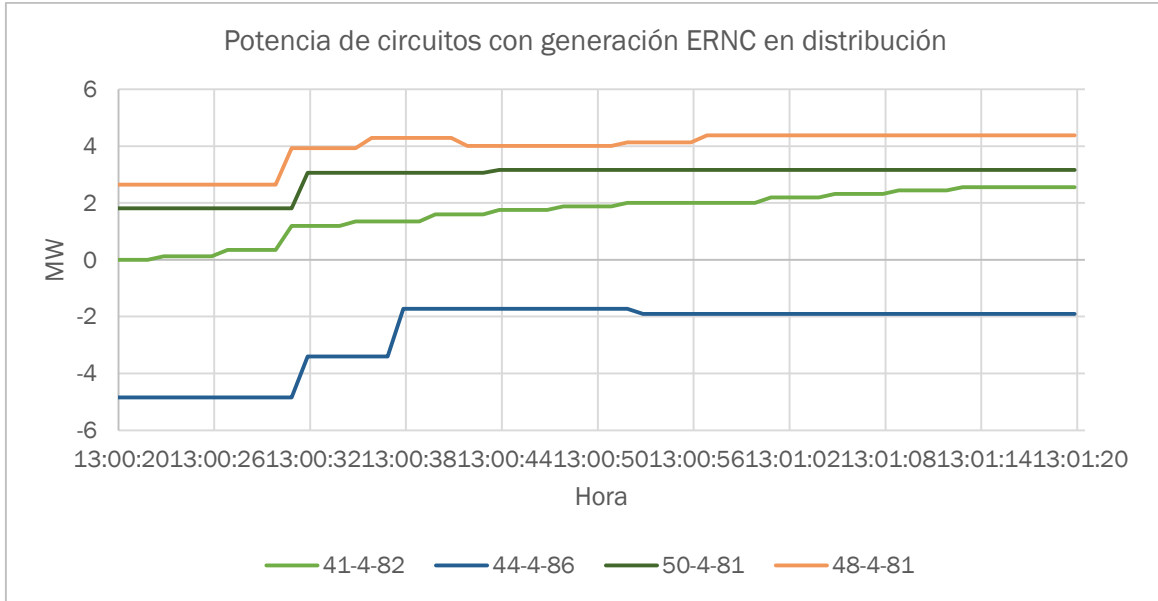


Informe de regulación
Enero - junio 2020

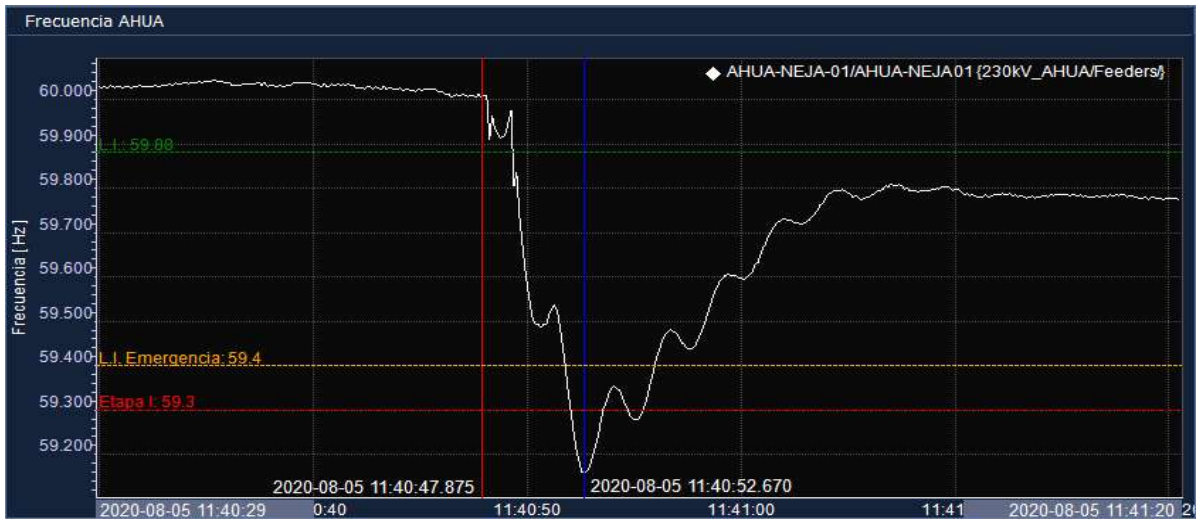
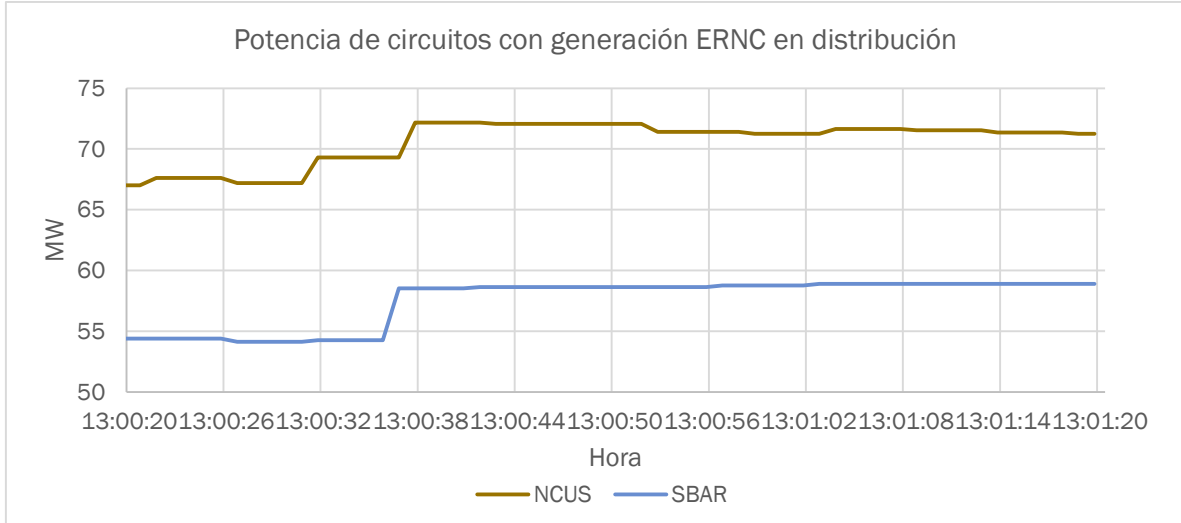


Distribuidor	Circuito asociado	Subestación	Generación perdida (MW)
CAESS	37-2-81 y 82	Nejapa	6.7
	30-2-83	Soyapango	0.3
	SBAR	San Bartolo	3.6
DELSUR	50-4-81	San Matías	1.2
	NCUS	Nuevo Cuscatlán	4.0
	44-4-86	Ateos	2.9
CLESA	44-4-80		3.6
	35-4-81	Santa Ana	0.8
	41-4-82	Sonsonate	1.0
EEO	34-4-83	San Miguel	0.5
	34-4-86		1.7
	49-4-81	La Unión	3.7
EDESAL	48-4-81	Talnique	1.6
Total			31.7

05-08-2020. Durante evento de baja frecuencia ocurrió el disparo de varias plantas fotovoltaicas conectadas a nivel de distribución en alimentadores de CAESS, DESLUR, CLESA, EEO y EDESAL, esto provocó que el evento de baja frecuencia se ve aún más afectado.



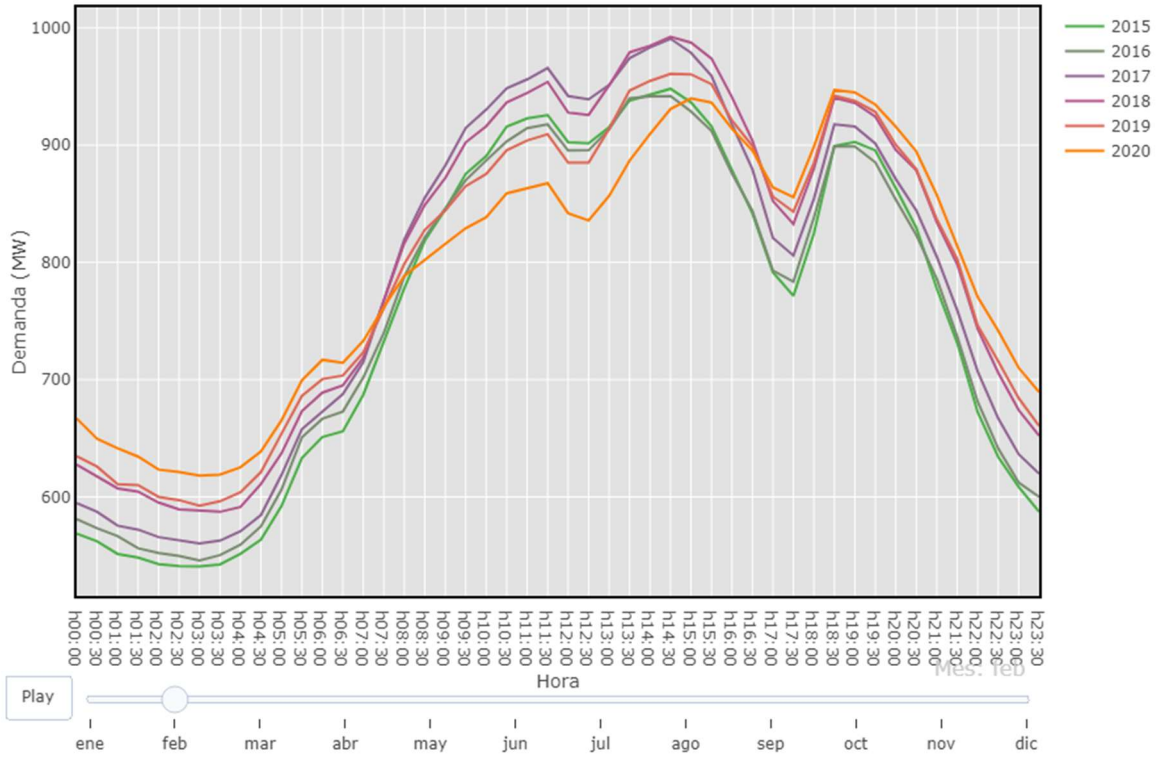
Informe de regulación
Enero - junio 2020



Distribuidor	Circuito asociado	Subestación	Generación perdida (MW)
CAESS	37-2-81 y 82	Nejapa	7.8
	30-2-83	Soyapango	1.0
	SBAR	San Bartolo	4.6
DELSUR	50-4-81	San Matías	1.4
	NCUS	Nuevo Cuscatlán	5.0
	44-4-86	Ateos	2.9
44-4-80	3.5		
CLESA	35-4-81	Santa Ana	1.2
	41-4-82	Sonsonate	2.6
	EEO	34-4-83	San Miguel
34-4-86		1.7	
EDESAL	48-4-81	Talnique	1.5
Total			36.2

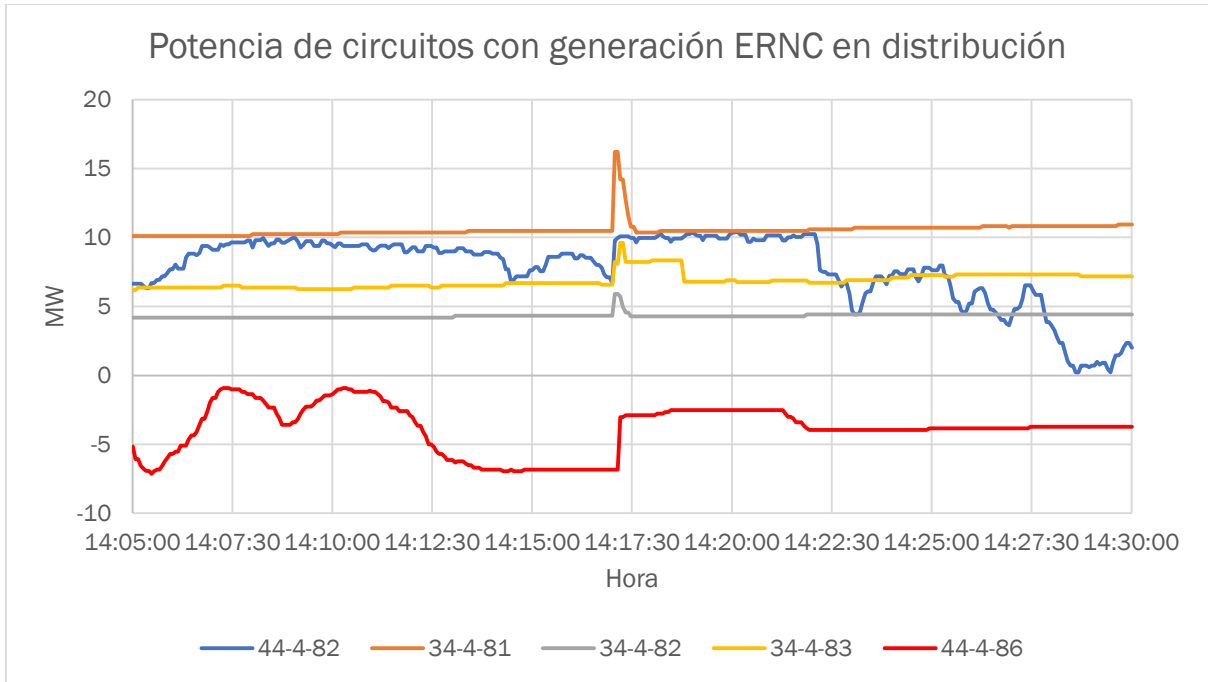
Anexo 2 - Comportamiento de la demanda febrero 2015 - 2020

Comportamiento del valor medio de la demanda de lunes a viernes, correspondiente a febrero desde 2015 hasta 2020.



Anexo 3 - Fragmento del informe de evento 5/2020

25-mar-2020. Durante el evento de disparo de la línea a 115 kV Nejapa-Nejapa Power ocurrió el disparo de varias plantas fotovoltaicas conectadas a nivel de distribución en CLESA, EEO y DELSUR.



Distribuidor	Circuito asociado	Subestación	Generación pérdida (MW)
CLESA	44-4-82	Ateos	3.4
EEO	34-4-81	San Miguel	5.7
	34-4-82		1.6
	34-4-83		1.7
DELSUR	44-4-86	Ateos	4.0
		Total	16.4

Conclusiones y recomendaciones contenidas en el Informe de evento 5/2020, donde se reportó a los distribuidores lo ocurrido.

Conclusiones

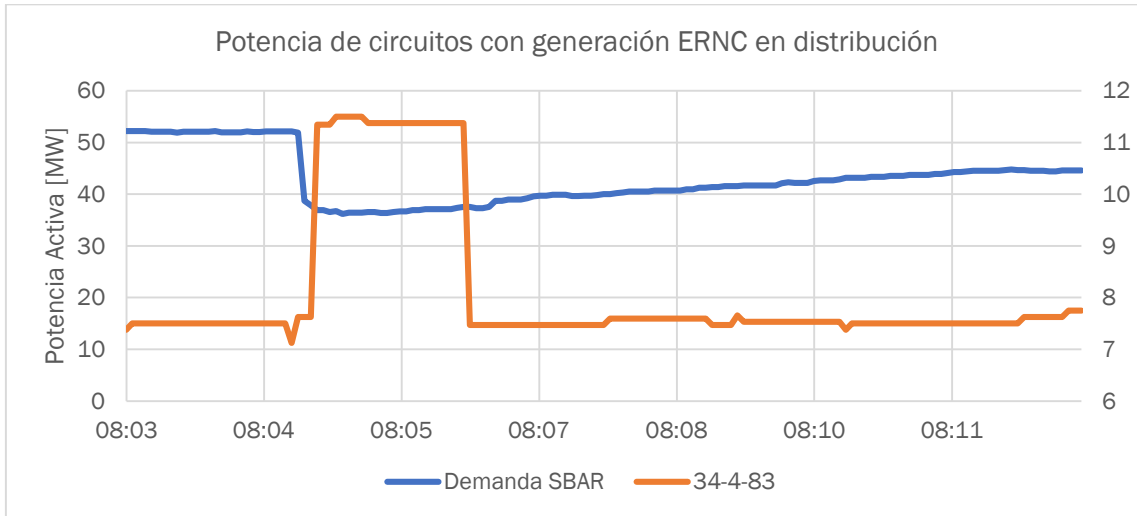
1. Ocurrió falla bifásica, fases A y C, en la línea Nejapa-Nejapa Power, la cual fue liberada correctamente por su protección, debido a quema de cañales en las cercanías de dicha línea.
2. El disparo de la línea Nejapa-Nejapa Power provocó una fuerte variación de voltaje al sistema eléctrico de potencia provocando la pérdida de 58 MW de carga a nivel de distribución.
3. Ocurrió la pérdida de 16.3 MW de generación ERNC a nivel de distribución presumiblemente a causa del hueco de tensión causado por el disparo de la línea Nejapa-Nejapa Power.

Recomendaciones

1. NEPO debe revisar y corregir el problema de la indicación de los relés de protección e interruptores que se envían al SCADA de la UT de la línea Nejapa-Nejapa Power debido a que no se recibió operación de las protecciones, ni aperturas y cierres de sus interruptores.
2. NEPO debe tomar las acciones necesarias para evitar la pérdida de las señales RTU de la planta hacia el SCADA de la UT ante contingencias que dejen a cero voltaje la planta.
3. Las empresas distribuidoras con generación distribuida deben de revisar la configuración de huecos de tensión de plantas fotovoltaicas conectadas en su red para homologarlo a los requerimientos del ROBCP y así evitar pérdidas de generación innecesarias y que bajo ciertas condiciones pueden representar un riesgo para el sistema.

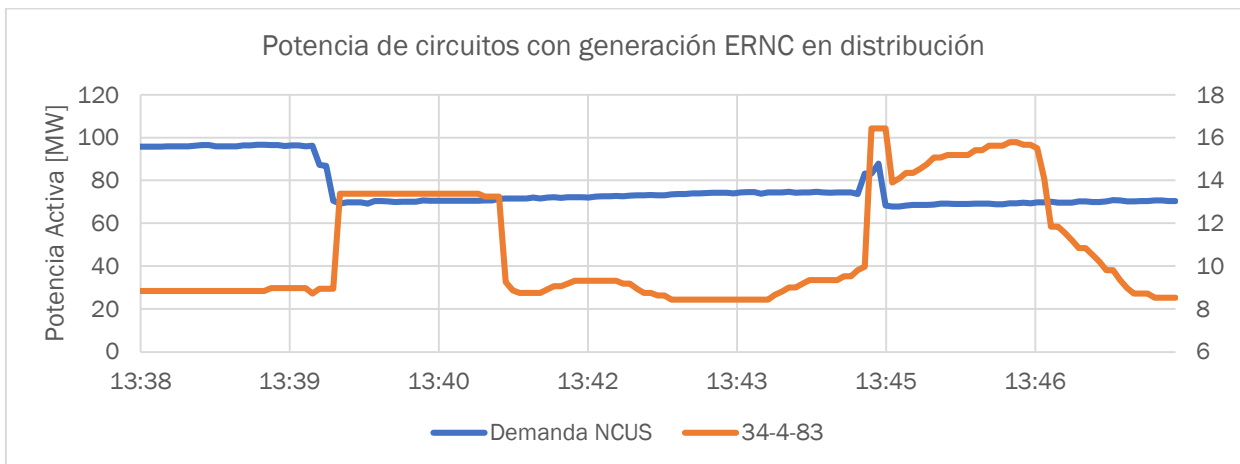
Anexo 4 – Eventos de disparo de generación distribuida

18-ago-2020. Durante pérdida de carga en subestación San Bartolo, ocurrió el disparo de plantas fotovoltaicas conectadas a nivel de distribución en el int. 34-4-83.



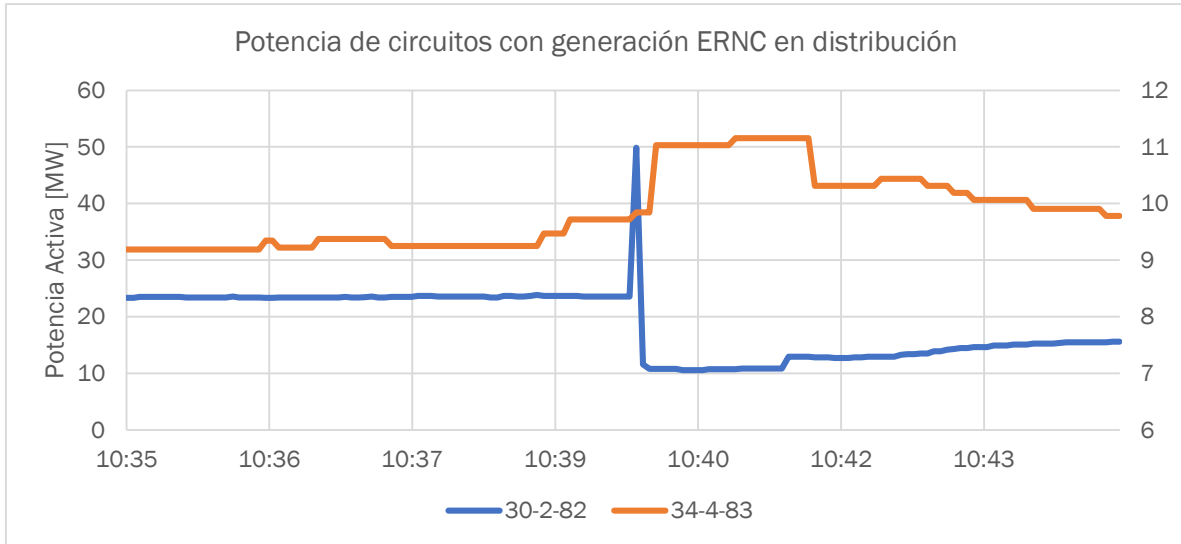
Distribuidor	Circuito asociado	Subestación	Generación pérdida (MW)
EEO	34-4-83	San Miguel	3.9

19-ago-2020. Durante pérdida de carga en subestación Nuevo Cuscatlán, ocurrió el disparo de plantas fotovoltaicas conectadas a nivel de distribución en el int. 34-4-83.



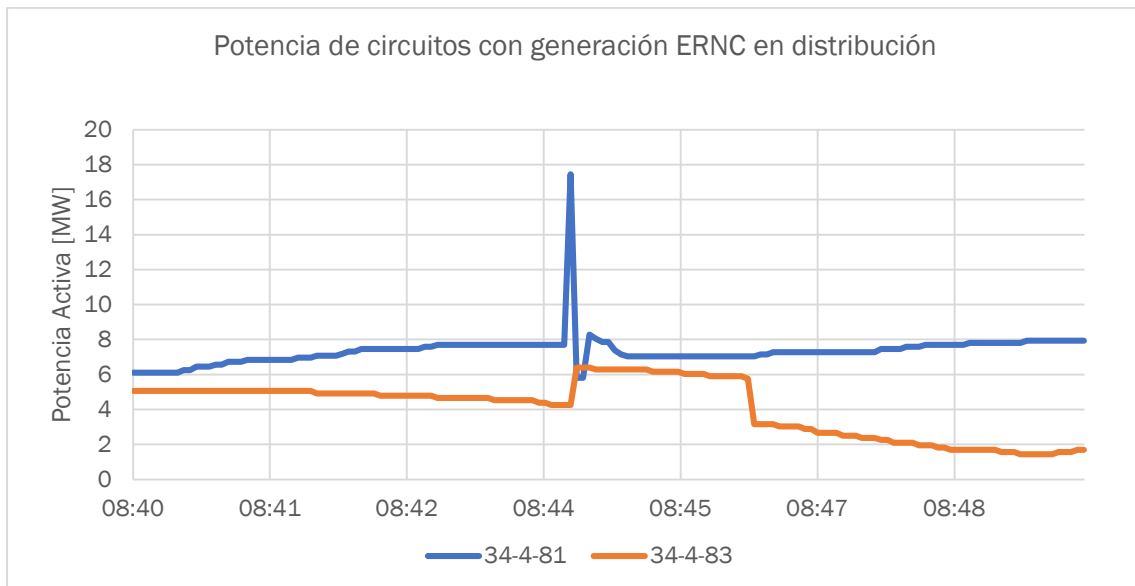
Hora	Distribuidor	Circuito asociado	Subestación	Generación pérdida (MW)
13:39	EEO	34-4-83	San Miguel	4.5
13:45	EEO	34-4-83	San Miguel	6.3

22-ago-2020. Durante pérdida de carga en el int. 30-2-82, ocurrió el disparo de plantas fotovoltaicas conectadas a nivel de distribución en el int. 34-4-83.



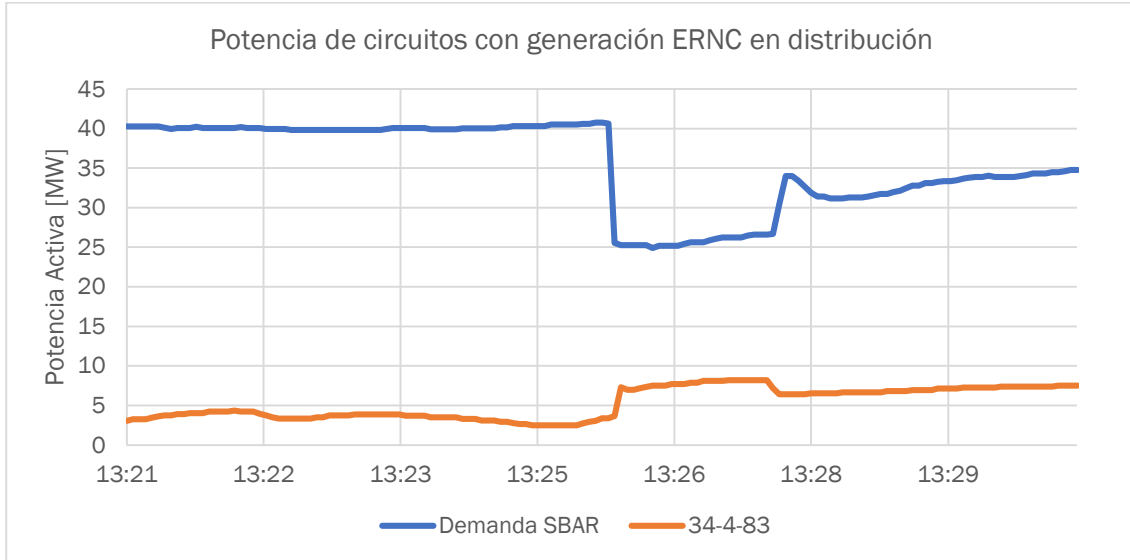
Distribuidor	Circuito asociado	Subestación	Generación pérdida (MW)
EEO	34-4-83	San Miguel	1.4

23-ago-2020. Durante pérdida de carga en el int. 34-4-81, ocurrió el disparo de plantas fotovoltaicas conectadas a nivel de distribución en el int. 34-4-83.



Distribuidor	Circuito asociado	Subestación	Generación pérdida (MW)
EEO	34-4-83	San Miguel	1.8

23-ago-2020 Durante pérdida de carga en subestación San Bartolo, ocurrió el disparo de plantas fotovoltaicas conectadas a nivel de distribución en el int. 34-4-83.



Distribuidor	Circuito asociado	Subestación	Generación pérdida (MW)
EEO	34-4-83	San Miguel	5.7