
Impacto del Eclipse Total de Sol del 2 de Julio de 2019 en la operación del Sistema Eléctrico Nacional

Junio de 2019

Gerencia de Operación



Rev	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	07-06-19	Versión Preliminar	- Depto. Aplicaciones para la Operación - Depto. Análisis de la Operación - Depto. Programación	REV-SDC
2	26-06-19	Versión Final	- Depto. Aplicaciones para la Operación - Depto. Análisis de la Operación - Depto. Programación	REV-SDC/EHJ

Contenidos

1	Introducción y Antecedentes	3
1.1	Características del Eclipse del 2 de julio de 2019	3
1.2	Análisis de casos internacionales	6
1.2.1	Eclipse Solar que afectó a Europa en marzo de 2015	6
1.2.2	Eclipse Solar que afectó a Estados Unidos en agosto de 2017	10
2	Pronóstico de generación solar	15
2.1	Disponibilidad de generación solar del SEN	15
2.2	Pronóstico de generación solar para el día 2 de julio de 2019	19
2.2.1	Estimación de reducción de generación	22
2.2.1	Estimación de rampas de generación solar	23
3	Programación de la Operación	25
3.1	Programa de generación por tipo de generación	25
3.2	Transferencias Programadas	27
3.2.1	Caso base con hidrología actual	27
3.2.2	Caso Hidrología Seca	29
3.2.3	Caso Hidrología Húmeda	30
4	Análisis de Seguridad de la Operación	32
4.1	Metodología	32
4.2	Casos de estudio y análisis de contingencias	35
4.3	Conclusiones	39
5	Medidas de mitigación y recomendaciones	40

Resumen Ejecutivo

El análisis se centró, en primer lugar, en la caracterización y evolución espacio - temporal del eclipse solar total sobre el territorio nacional, identificando el impacto dado por el grado de oscurecimiento en los distintos puntos y, a partir de ese análisis, determinar cómo se afectaría la generación de los parques solares del SEN. Adicionalmente, se recogieron en este documento las experiencias y lecciones aprendidas por operadores europeos y norteamericanos, a partir de los eclipses que afectaron los sistemas eléctricos que operan, Europa en marzo de 2015 y Estados Unidos en agosto de 2017, sistemas que además cuentan con altísimos niveles de penetración de energía fotovoltaica.

En el segundo capítulo, se aborda el análisis predictivo de la reducción de generación que afectaría a los parques fotovoltaicos, el cual consideró los pronósticos de generación horarios proporcionados por la empresa especialista AWS True Power, pronósticos anticipados de generación con resolución de minutos entregados por las empresas propietarias de parques fotovoltaicos e información histórica de las señales de potencia disponible e irradiancia de los parques recibida en el Sistema de Información de Tiempo Real (SITR) del Coordinador. De esta manera, se espera que previo al inicio del eclipse, considerando condiciones de nubosidad despejada en el territorio nacional, se generen del orden de 1150 MW a 1400 MW en parques solares, con rampas de reducción del orden de 15 MW/min. Dichos montos serían menores a medida que aumente el grado de nubosidad en el centro y norte del país. Se estimó que, durante el momento de mayor oscurecimiento, la reducción de generación total de los parques fotovoltaicos sería del orden de 600 MW respecto de un día normal despejado sin eclipse. A diferencia de los casos internacionales analizados y, por la hora de ocurrencia, no se presentaría el rápido incremento de generación fotovoltaica en la etapa final del eclipse. Los parques fotovoltaicos son conocidos y su generación monitoreada en el SITR, sin embargo, predecir el comportamiento de la generación solar distribuida en techos, plantea un desafío mayor debido a su menor observabilidad, así como también el comportamiento de la demanda por factores diversos, como el encendido anticipado de la iluminación y la reducción de productividad para observar el eclipse, son difíciles de predecir.

El tercer capítulo entrega los resultados de los programas de generación anticipados, elaborados a partir de los pronósticos de generación solar con eclipse, considerando el sistema de interconexión 500 kV completamente en servicio y considerando tres escenarios hidrológicos: base (hidrología actual), seca y húmeda. El análisis mostró que los flujos por las principales líneas de transmisión permanecerían dentro de valores aceptables y que la reducción de generación fotovoltaica resulta factible compensarla con el parque de generación existente, utilizando principalmente generación de tipo hidroeléctrica y térmica a gas, aprovechando además sus características de flexibilidad.

El cuarto capítulo contiene el análisis de seguridad de la operación donde, basado en simulaciones dinámicas, se evaluó la estabilidad transitoria del SEN. Los resultados, considerando el sistema de 500 kV completamente en servicio, no identificaron problemas de estabilidad para las contingencias evaluadas ni requerimientos adicionales de reserva.

Finalmente, el quinto capítulo contiene las diversas medidas de mitigación y recomendaciones que serían adoptadas en caso de ser necesario y, además, los análisis que se realizarán a partir de los datos recopilados

durante el eclipse de manera de obtener conocimiento sobre el impacto del eclipse en la producción fotovoltaica real, la demanda del sistema, los flujos de potencia y la generación por tipos de tecnología.

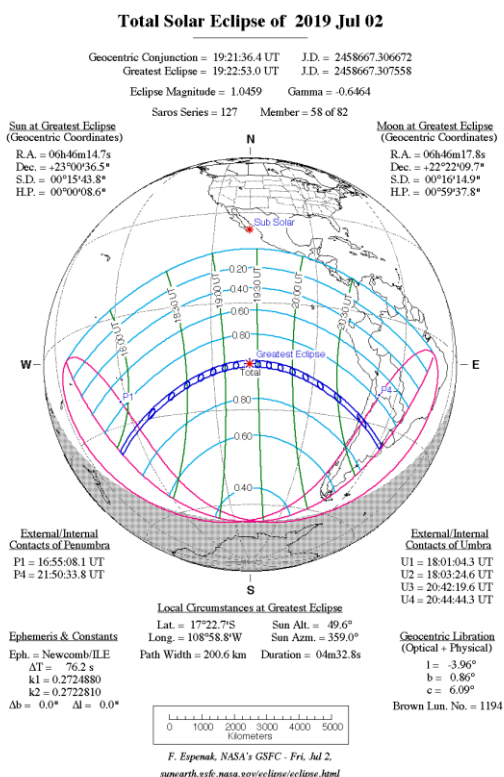
1 Introducción y Antecedentes

El presente informe muestra los resultados de los análisis realizados por el Coordinador Eléctrico Nacional para efectos de determinar el impacto que provocará el eclipse total solar, del día 2 de julio de 2019, en la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Para efectos del análisis y la determinación de las correspondientes medidas de mitigación que serían necesarias llevar a cabo, se analizará la experiencia internacional de operadores cuyos sistemas cuentan con una alta penetración de generación renovable variable de tipo solar y que fueron afectados por un eclipse total de sol. Por otra parte, un aspecto fundamental a abordar, por ser la base de todos los otros análisis de programación y análisis de seguridad de la operación, será la adecuada estimación de los efectos del eclipse sobre la generación solar disponible en el SEN, tanto en relación al monto de potencia generada que se verá reducida, como de la tasa de reducción de esa potencia.

1.1 Características del Eclipse del 2 de julio de 2019

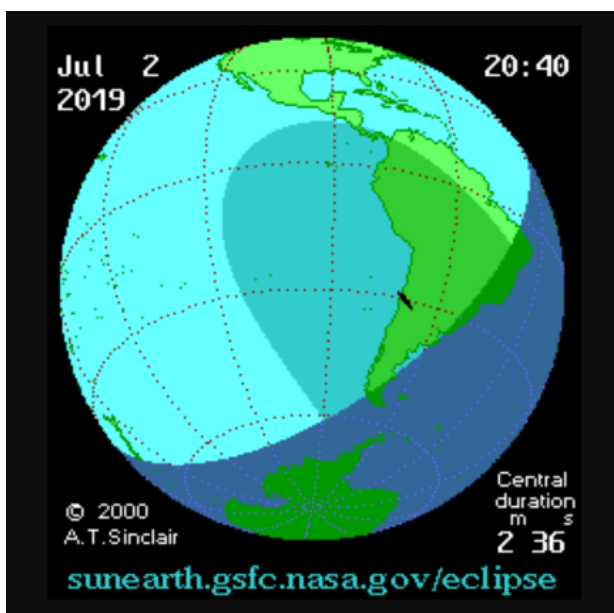
El martes 2 de julio de 2019, se producirá un eclipse de sol que será visible a lo largo de gran parte del territorio nacional; desde la ciudad de Arica en el extremo norte del país, donde se observará el eclipse con hasta un 65% de oscuridad, hasta el extremo sur en la ciudad de Punta Arenas, donde se observará con hasta un 46% de oscuridad.



Fuente: <https://eclipse.gsfc.nasa.gov/>

La franja del territorio nacional donde se observará el eclipse total, es decir, donde se alcanza el 100% de oscuridad, abarcará la parte sur de la Región de Atacama y el norte de la Región de Coquimbo, en dirección sur - oriente, con un ancho de 147 kilómetros y, más precisamente, entre la localidad de Domeyko por el norte y la localidad de Guanaqueros por el sur.

El eje de esta franja se ubicará a 41 kms. al norte de la ciudad de La Serena. El eclipse total en la franja de la umbra comenzará a las 16:38 hrs. con 13.7° y el máximo ocurrirá a las 16:39 hrs. con una altura de 13.5° sobre el horizonte, terminando su etapa de eclipse total a las 16:41 hrs. a 13.3° , volviendo a pasar por un eclipse parcial hasta las 17:46 hrs. hora del ocaso, a 1.2° sobre el océano (es decir, el eclipse culminará cerca de la hora de oscurecimiento natural del día).



Fuente: <https://eclipse.gsfc.nasa.gov/>

Si bien este fenómeno es emocionante para miles de astrónomos y espectadores, cuando la luna se interponga entre el sol y el territorio nacional, el Coordinador Eléctrico Nacional estará dirigiendo y administrando la caída en la producción de generación solar.

El último eclipse solar total visible en Chile fue el 11 de julio de 2010, el cual fue visto en su totalidad solamente en la Patagonia, particularmente, cuando aún no había generación solar interconectada a los entonces sistemas eléctricos SIC y SING. En los últimos años, se han conectado del orden de 2500 MW de potencia bruta máxima de generación en plantas de tipo solar, alcanzando aproximadamente el 8% de la energía generada durante el año 2019 y cerca del 10% de la energía generada en un día de verano.

La energía solar está creciendo a ritmos cada vez mayores en Chile, y se está transformando en una fuente importante de electricidad para el país, siendo fundamental para lograr los objetivos de descarbonización del sistema eléctrico nacional.

A continuación, se muestran los horarios de inicio, máximo, y final, así como los grados de máximo oscurecimiento solar esperados, tomando como referencias algunas ciudades del país.

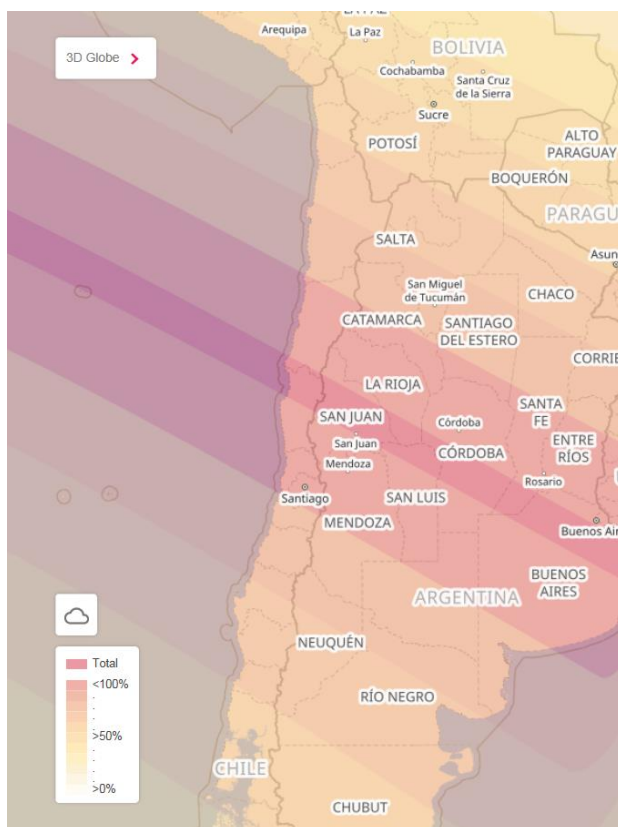
Horas de inicio, punto máximo y final del eclipse en las principales ciudades del país.

Ciudad	Región	Inicio	Máximo	Final	Grado de Oscurecimiento
Arica	Arica y Parinacota	15:32:40	16:46:06	17:50:01	65%
Iquique	Tarapacá	15:31:28	16:45:43	17:50:18	71%
Antofagasta	Antofagasta	15:28:15	16:44:02	17:50:00	83%
Copiapó	Atacama	15:25:46	16:42:00	17:48:33	95%
La Serena	Coquimbo	15:22:38	16:39:23	17:46:35	100%
Valparaíso	Valparaíso	15:20:15	16:36:30	17:43:41	92%
Santiago	Metropolitana	15:21:34	16:37:06	17:43:44	92%
Rancagua	O'Higgins	15:21:03	16:36:21	17:42:56	90%
Talca	Maule	15:18:56	16:34:18	17:41:06	85%
Concepción	Biobío	15:16:07	16:31:35	17:38:37	79%
Temuco	Araucanía	15:15:53	16:30:05	17:36:21	75%
Valdivia	Los Ríos	15:14:27	16:28:17	17:34:25	71%
Puerto Montt	Los Lagos	15:14:07	16:26:46	17:32:09	67%
Coyhaique	Aysén	15:13:12	16:22:43	17:15:19 (*)	59%
Punta Arenas (**)	Magallanes	16:09:55	17:13:33	17:36:50 (*)	46%

(*) Hora corresponde a la puesta de sol, la cual se produce previo al fin del eclipse en dicha ubicación.

(**) Horas expresadas en la zona horaria de Magallanes (GMT-3).

Franjas con grados de oscurecimiento referenciales para el territorio nacional:



Fuente: <https://www.timeanddate.com/eclipse/map/2019-july-2>

1.2 Análisis de casos internacionales

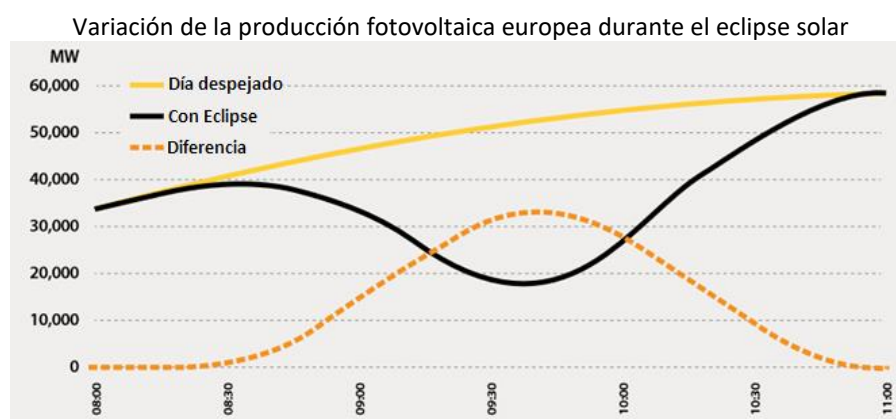
Para recoger la experiencia de los operadores internacionales con alta penetración de energía renovable variable solar y que enfrentaron las consecuencias de un eclipse solar total en sus sistemas eléctricos, se analizaron y recogieron las lecciones aprendidas en Europa el año 2015 y Estados Unidos el año 2017.

1.2.1 Eclipse Solar que afectó a Europa en marzo de 2015

El 20 de marzo de 2015, la red eléctrica europea fue afectada de manera significativa por un eclipse solar casi total que tuvo lugar en una de las épocas más soleadas, debido al rápido incremento de la capacidad de generación solar, con aproximadamente 90 GW de energía solar instalada y altamente concentrada en algunas regiones. El eclipse comenzó a las 8:01 a.m. UTC en la parte occidental de Portugal y terminó a las 11:58 a.m. UTC en la parte oriental de Rumania.

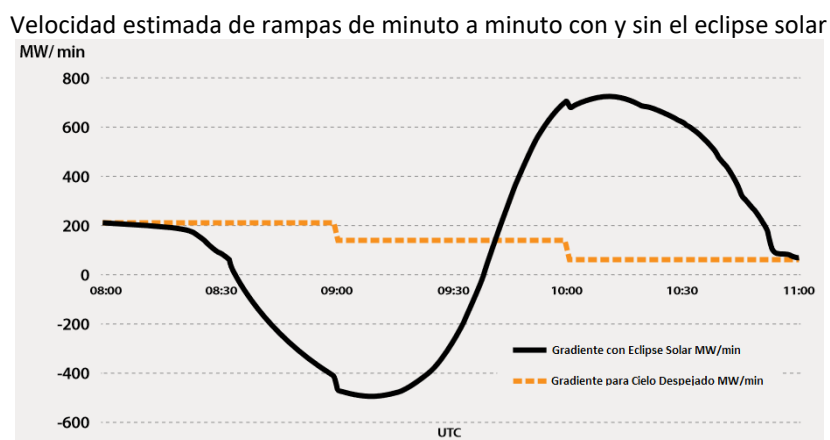
1.2.1.1 Análisis previos al Eclipse

Antes del eclipse, la Red Europea de Operadores de Sistemas de Transmisión de Electricidad (ENTSO-E) evaluó los impactos operacionales del eclipse total de sol y desarrolló un plan para mitigarlos. Debido a la amplitud del área geográfica afectada, en cada momento se esperaban impactos variables en la generación solar durante la evolución del eclipse y el recorrido del oscurecimiento por el territorio europeo, por esto, ENTSO-E realizó el estudio dividiendo la red en tres áreas: Europa continental (EC), sistema nórdico (SN) y Gran Bretaña (GB). El enfoque principal fue en Europa continental porque la mayoría de la capacidad solar instalada y los efectos más significativos del eclipse se encontraban en esta área. La capacidad de generación instalada fotovoltaica en Europa había alcanzado los 90 GW, siendo Alemania (38.3 GW), Italia (18.5 GW), Francia (5.6 GW) y España (4.8 GW) los países líderes. Debido a la gran cantidad de parques solares instalados, los operadores del sistema de transmisión de Italia y Alemania serían los más afectados, esto de acuerdo con la estimación de la capacidad fotovoltaica total instalada para la fecha del eclipse, la estimación de la energía PV que se produciría durante las horas del eclipse y de la estimación de la demanda. ENTSO-E estimó la menor generación solar durante el eclipse considerando el factor de irradiación y los factores de oscurecimiento previstos. Así, con respecto a un día despejado, se esperaba que el eclipse causara una reducción de más de 34 GW de generación solar.



Fuente: Solar Eclipse Report. Evaluating the Impact of the 2017 Solar Eclipse on U.S. Western Interconnection Operations. NREL

La velocidad máxima de reducción de generación solar pronosticada por minuto superó los -400 MW/min y la velocidad de crecimiento posterior al eclipse solar estimada en casi +700 MW/min, que es de dos a cuatro veces mayor que las tasas diarias normales de rampa PV del amanecer y el atardecer, respectivamente. Entre los países, se esperaba un 50% (16.9 GW) de reducción de potencia en el sistema de Alemania, con una tasa máxima de reducción e incremento de -273 MW/min y +361 MW/min, respectivamente, y en Italia una reducción estimada del 21% (7,2 GW), con una tasa máxima de rampa descendente de -111 MW/min y una tasa de rampa para el incremento de +159 MW/min.



Fuente: Solar Eclipse Report. Evaluating the Impact of the 2017 Solar Eclipse on U.S. Western Interconnection Operations. NREL

Más allá de la menor generación solar durante el eclipse, el principal desafío era la disminución de esa generación de 20 GW en 1 hora y, posteriormente al impacto máximo del eclipse, el rápido aumento de la generación en casi 40 GW. Esta situación, planteaba serios desafíos para la capacidad de regulación del sistema eléctrico en términos de capacidad de regulación disponible, velocidad de regulación y ubicación geográfica de las reservas.

1.2.1.2 Medidas de mitigación adoptadas

La red europea es una red fuertemente interconectada, capaz de soportar el intercambio de flujo de energía y basando las operaciones sobre un mercado flexible entre los diferentes países. Para reducir eventuales problemas de control y prevenir la propagación de eventos durante el eclipse, los Operadores del Sistema de Transmisión (TSO) limitaron el intercambio y quedaron preparados para dar apoyo en caso de emergencia. Además, el pronóstico de generación solar fue también importante para la administración de la generación durante el eclipse. Se requirió una cuidadosa preparación y coordinación entre los TSO, y entre los TSO y los Operadores de Sistema de Distribución (DSO). Las recomendaciones principales incluyeron la preparación de reservas adicionales, el uso estratégico de las centrales eléctricas de almacenamiento por bombeo, la reducción de intercambios y el fortalecimiento de la gestión y la coordinación en toda EC.

Debido a que Italia y Alemania sufrirían el mayor impacto relativo en sus reservas disponibles, tomaron medidas adicionales de mitigación. Los TSO en Alemania transmitieron la cantidad prevista de generación solar en el mercado de 15 minutos para garantizar que solo necesitaban gestionar la diferencia entre el mercado de hora trimestral y el real con un alto gradiente en tiempo real; además, en Alemania aumentaron la reserva disponible tanto ascendente como descendente. El TSO de Italia, Terna, llevó a cabo una reducción preventiva de la producción fotovoltaica planificada de aproximadamente 4,4 GW a través de paradas entre las 7 a.m. y 2 p.m.

CEST. El SN operó de manera independiente durante el eclipse y no se vio afectado significativamente por la reducción en la producción de energía fotovoltaica. La función que asumió fue proporcionar flexibilidad para respaldar a EC y mantener las comunicaciones con los TSO de EC vecinos. Se limitó el intercambio del SN con EC a un nivel que permitiera la seguridad energética a EC en el improbable caso de un apagón. Finalmente, aumentar los niveles de conciencia durante el evento también fue importante. Por lo tanto, los TSO establecieron una coordinación operativa extraordinaria el día anterior y durante el eclipse, que incluyó teleconferencias diarias y en tiempo real para coordinar los pronósticos de generación fotovoltaica, la gestión de la frecuencia en tiempo real, los intercambios de reserva y la gestión de los flujos de energía.

Las principales medidas de mitigación adoptadas se resumen en:

- Algunos TSO aumentaron su cantidad de reservas para el control primario, secundario y terciario de frecuencia, para mantener el Error de Control de Área (ACE) cerca de cero.
- TSO's habían declarado que mantendrían su ACE individual cerca de cero en tiempo real (es decir, más exigente que lo normal que es de 10 a 15 minutos).
- Uso estratégico de las plantas de almacenamiento de bombeo, para obtener mayor control ante cambios de la generación fotovoltaica.
- TSO's alemanes establecieron un concepto operacional especial para activación de reservas ante condiciones de operación normales y de emergencia durante el eclipse.
- TSO Terna (Italia) realizó una disminución preventiva y controlada de la generación fotovoltaica de alrededor de 4400 MW.
- TSO's acordaron tener la menor cantidad posible de interrupciones programadas en su red durante el eclipse. Esta medida permitió tener un sistema robusto y bien interconectado para cubrir las posibles desviaciones del flujo de carga.
- La capacidad de los enlaces HVDC se redujo entre un 18% y un 50% para las regiones nórdica, Reino Unido y Europa continental. Esto aseguró que las áreas síncronas fueran más independientes entre sí.
- TSO's crearon conciencia e informaron a los actores del mercado, es decir, para mantener un equilibrio entre las partes responsables y los operadores de los sistemas de distribución (DSO), respecto de la responsabilidad que tendrían durante el eclipse.
- Se realizó una teleconferencia operativa entre los cinco TSO del grupo de monitoreo de frecuencias (Amprion, REE, RTE, Swissgrid y Terna). Esta teleconferencia normalmente se inicia si la desviación de frecuencia excede los valores predefinidos. Para el eclipse solar, estuvo operativa durante todo el evento para evitar cualquier demora si se requería su convocatoria.
- Durante el eclipse solar, se realizó una teleconferencia de respaldo entre los gerentes de operación del sistema, para mantener una plataforma de comunicación permanente para coordinar las medidas, bilaterales o multilaterales, de ser necesario.
- Se realizaron capacitaciones adicionales a los operadores de la sala de control y los ejercicios de coordinación respecto al eclipse.
- Muchos TSO mantuvieron la sala de control con operadores adicionales durante el evento.
- Algunos TSO iniciaron la activación preventiva de la política de crisis, en línea con su organización nacional de crisis.

1.2.1.3 Condiciones reales del día del eclipse

Las condiciones climáticas del 20 de marzo de 2015 fueron más nubladas de lo que se anticipó originalmente, lo que llevó a una reducción menos severa en la generación de energía fotovoltaica en comparación con una condición de cielo despejado. Por lo tanto, las tasas de rampa observadas fueron más bajas que las estimadas durante los análisis previos. En Alemania, la producción solar real fue de 21 GW, y el cambio en Gran Bretaña fue de aproximadamente 850 MW, sin un impacto significativo en las operaciones de la red. Se observó que la calidad de la regulación de frecuencia durante el período de eclipse fue muy buena. Con el TSO Terna imponiendo recortes en Italia, el impacto en su red fue minimizado.

1.2.1.4 Efecto sobre la demanda

El efecto del eclipse sobre la demanda de energía depende parcialmente del comportamiento humano, por ejemplo, la interrupción de las actividades normales para observar el eclipse y el efecto de enfriamiento transitorio (en verano), son dos efectos que disminuyen la demanda. Cuando la generación solar distribuida está presente, el eclipse también reduce su inyección al sistema de distribución, lo que lleva a un aumento aparente en la demanda. Estos efectos se contrarrestan entre sí durante un eclipse. En Gran Bretaña, el cambio en la demanda fue dominado por la disminución de generación distribuida. Las mayores tasas de cambio de la demanda fueron causadas por una menor demanda en lugar de una menor irradiancia solar, con una tasa máxima de cambio de -300 MW/min, pero con valores típicos de -200 MW/min antes del máximo eclipse y +200 MW/min después. Cabe señalar que, durante el eclipse parcial de agosto de 1999, Gran Bretaña experimentó una caída en la demanda de 3 GW que se atribuyó a que las personas dejaron sus actividades habituales para observar el evento.

1.2.1.5 Impacto del eclipse sobre la velocidad del viento

Se detectaron algunos cambios perceptibles en las señales meteorológicas durante el eclipse al comparar las mediciones reales con las predicciones de un modelo meteorológico espacio - temporal de alta resolución sin el eclipse. Estos incluyeron cambios en la velocidad, la variabilidad y la dirección del viento. Por ejemplo, durante el eclipse solar del 11 de agosto de 1999, las mediciones mostraron que la zona afectada por el eclipse transitoriamente experimentó una disminución de la temperatura de hasta 3°C, una disminución de la velocidad del viento regional promedio de 0.7 m/seg durante la hora de máximo eclipse con una media de cambio de sentido del viento en sentido antihorario de 17°. Durante el eclipse de 2015 en Gran Bretaña, la generación eólica se redujo en alrededor del 10% debido a la caída en la velocidad del viento.

1.2.1.6 Principales lecciones aprendidas

Como lo hizo TSO Terna, podría ser necesario desconectar de manera controlada y por adelantado parte de la generación fotovoltaica, tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- a) La cantidad exacta de generación fotovoltaica que desconectará.
- b) Temporización para desconectar la generación fotovoltaica de la red y volver a conectarla.
- c) Pasos que se tomarán durante la conmutación de los parques solares a la red.
- d) Efectos que tendrán las reducciones adelantadas en el sistema.

Observabilidad de la generación fotovoltaica:

- a) Se necesita una descripción clara de la capacidad fotovoltaica instalada y sus capacidades para la precisión de los estudios de pronóstico (datos técnicos, configuración y lógica de desconexión/reconexión, etc.).

- b) La medición en tiempo real de la generación fotovoltaica es clave para adaptar la estrategia operativa en tiempo real.

Los TSO alemanes habían instruido a las centrales eléctricas que siguieran funcionando en forma continua, lo que tuvo un impacto positivo en la potencia de control disponible dentro de 15 minutos.

Gracias a las mayores cantidades de reservas, todos los TSO europeos lograron equilibrarse y mantener su ACE individual cercano a cero en tiempo real. Sin embargo, estas reservas adicionales tuvieron un costo significativo, y esta solución deberían aplicarse sólo para situaciones excepcionales.

Gracias a la fuerte coordinación y a la transparencia en la preparación del evento y durante el mismo, todos los agentes tuvieron conocimiento de los riesgos, las medidas correctivas, los métodos de implementación existentes y la ayuda disponible entre ellos en caso de que hubiese sido necesario.

1.2.2 Eclipse Solar que afectó a Estados Unidos en agosto de 2017

El 21 de agosto de 2017, la red eléctrica de EEUU y, entre ellas la que coordina CAISO fue afectada por un eclipse parcial entre las 9:02 hrs y las 11:54 hrs PDT, que oscureció del 62% al 76% del sol, de sur a norte de California, respectivamente. El sistema operado por CAISO tenía cerca de 10000 MW de capacidad instalada de generación fotovoltaica. Además, se estimó que habría más de 5800 MW de generación solar distribuida en techos. Al igual que el eclipse que afectó a Europa en 2015, los principales desafíos eran las altas rampas de bajada y subida de generación solar pronosticadas y el desequilibrio generación-demanda. Las rampas tendrían un impacto directo en la capacidad de regulación del sistema en términos de capacidad de regulación disponible, velocidad y ubicación de las reservas.

1.2.2.1 Análisis e impacto del eclipse

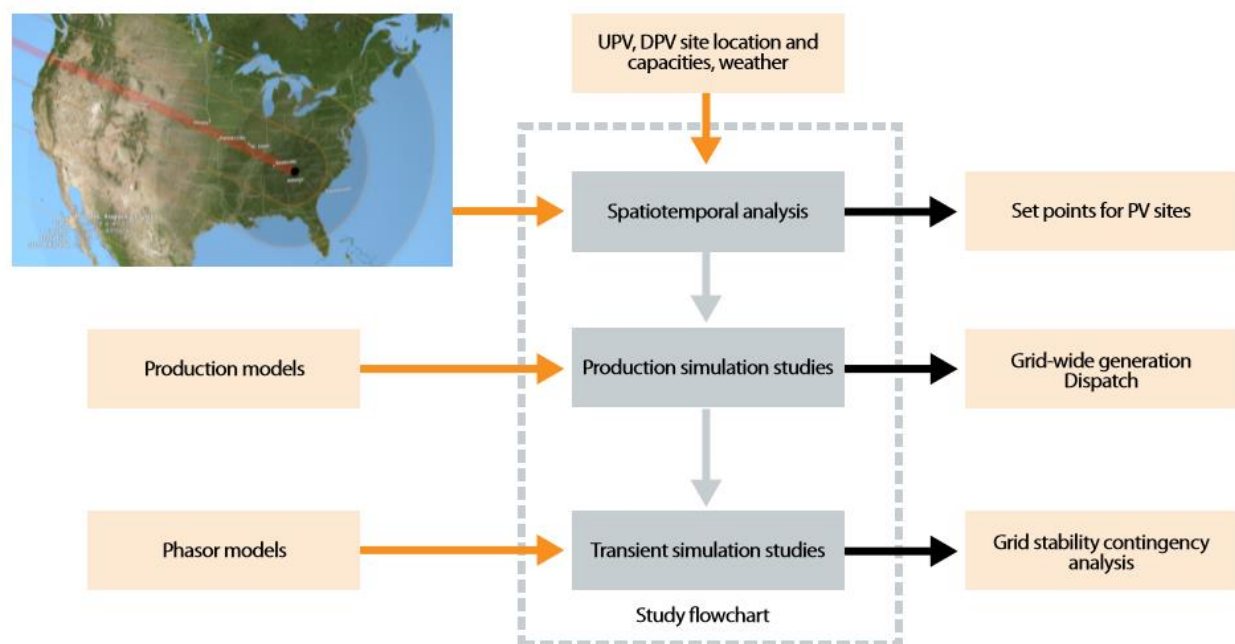
Para mantener la estabilidad del sistema eléctrico, se identificó la trayectoria del eclipse, se estimó las capacidades instaladas de parques solares y distribuida en techos, y se desarrollaron estrategias de mitigación para minimizar los riesgos operacionales. Las estimaciones iniciales mostraron que, en el máximo del eclipse, la generación de los parques solares se reduciría de 8754 MW a 3143 MW, incrementándose posteriormente a 9046 MW.

Se estimó la rampa solar de bajada y subida en -70 MW/min y +98 MW/min, respectivamente. La tasa de incremento de un día similar normal y despejado era de 12,6 MW/min. Se esperaba que la generación solar distribuida tuviera un efecto menor. Suponiendo un cielo despejado, se esperaba un aumento total de la demanda neta de alrededor de 1365 MW debido principalmente a la pérdida de la generación solar distribuida.

NERC (North American Electric Reliability Corporation) combinó las estimaciones de carga por hora, la capacidad de las unidades generadoras y los datos de generación solar para estimar el impacto del eclipse. Los cuatro estados que requerirían una coordinación importante eran Utah, California, Nevada y Carolina del Norte. En algunas partes de estos estados, se observaría un oscurecimiento del 90% (Utah tuvo un máximo de oscurecimiento de 95%, y Nevada y Carolina del Norte experimentaron un eclipse total). El oscurecimiento máximo del eclipse ocurrió alrededor de las 10 a.m. PDT, muchas horas antes que la demanda y la generación máxima se produjeran al final de la tarde, mitigando los problemas de rampa y equilibrio. Sin embargo, California y Carolina del Norte requerirían planificación y coordinación operativa debido a su gran cantidad de generación fotovoltaica instalada.

NREL desarrolló el enfoque detallado que se muestra en la siguiente figura para estudiar el impacto de un eclipse en la operación de la red, basado en:

- Análisis espacio - temporal para estimar la producción fotovoltaica.
- Simulación de costos de producción para estimar el despacho de generación.
- Simulaciones transitorias para evaluar la estabilidad de la red.



Fuente: Solar Eclipse Report. Evaluating the Impact of the 2017 Solar Eclipse on U.S. Western Interconnection Operations. NREL

En el área de WECC (Consejo de Coordinación de Electricidad Occidental), los parques solares registraron una generación máxima de más de 12 GW. La generación comenzó a disminuir hasta cerca de 7 GW a las 10:15 a.m. PDT. La generación aumentó rápidamente hasta la 1 p.m. PDT, cuando los efectos se disiparon y la generación volvió a las tasas de escenario sin eclipse.

El área geográfica de WECC es bastante grande, esto permitió un impacto escalonado temporalmente en la región durante las 4 horas que duró el evento, mitigando el impacto del eclipse.

Durante el eclipse, la pérdida de energía de los generadores solares recayó sobre la generación térmica, en su mayoría generadores de ciclo combinado de gas natural (CC). Los generadores de CC tienen suficiente capacidad y flexibilidad (rampa) y, por lo tanto, podían soportar la mayor parte de la carga.

La siguiente tecnología de generación que ayudó a compensar el déficit de energía solar fue la generación hidroeléctrica. Los generadores hidroeléctricos tienen características de flexibilidad deseables, pero debido a las restricciones de conservación de energía que las afecta, no pudieron compensar la pérdida de generación solar por sí solos.

El costo de producción total para el 21 de agosto de 2017 fue un 0,2% más alto que en un escenario sin eclipse.

El equipo de investigación estimó que la pérdida observada de generación en plantas solares estaba entre 4 GW y 6.5 GW durante el máximo del eclipse. La pérdida total de energía de estas plantas se estimó entre 5.5 GWh y 11 GWh.

Al determinar el impacto en la salida de plantas solares, surgió la pregunta en qué se diferencia un eclipse de otro tipo de evento meteorológico grande. Para responder a esta pregunta, el equipo de investigación de NREL recolectó la producción de energía fotovoltaica a nivel del sistema WECC durante los primeros 6 meses del año y trazó los datos, si bien la generación total de las plantas puede variar de un día a otro, la velocidad de rampa asociada con el aumento y la disminución durante el eclipse fue notoriamente diferente a cualquier otro evento.

1.2.2.2 Efecto sobre la demanda

El impacto sobre la demanda se pudo estimar a partir de la diferencia entre los perfiles de cargas con eclipse y sin eclipse. El cambio en la demanda neta como resultado del eclipse fue de +7.2 GW. Suponiendo una demanda del sistema de 120 GW, el cambio fue del 6%. Esta magnitud representa el cambio en la carga como resultado de factores asociados a la disminución de generación distribuida en techos y a otros factores distintos. Aunque actualmente existen medios limitados para estimar el impacto causado por factores distintos a la generación solar distribuida, la información de este eclipse y de estudios anteriores pudo proporcionar una estimación de la “regla de oro” para estudios futuros en EEUU, el cambio en la carga real del sistema (sin generación solar distribuida) como resultado del eclipse es de 5.4 GW, o 4.5%. Cabe señalar, finalmente, que el impacto máximo en la carga no coincidió con el impacto máximo en la reducción de las plantas solares.

1.2.2.3 Efecto sobre el despacho de generación

El análisis post eclipse del perfil de generación, según el tipo de combustible, mostró que la pérdida de energía fotovoltaica fue compensada con generación de centrales hidroeléctricas, gas natural y carbón.

Cabe señalar que se debió restringir el aumento de la generación solar después del punto máximo del eclipse. Esta reducción se debió a la incapacidad de reducir la generación convencional. Se redujeron 1.7 GW de generación solar entre las 11:00 hrs y 12:00 hrs MDT, equivalentes a 0.8 GWh de energía fotovoltaica.

1.2.2.4 Medidas de mitigación adoptadas

Se implementaron acciones de mitigación, entre las cuales estuvieron:

- Requisitos de regulación: Se establecieron requisitos de reserva de regulación adicionales para las horas del eclipse, entre 400 MW y 1000 MW.
- Generación térmica: La generación térmica se compromete a través del proceso diario. El día del eclipse hubo un plan para emitir despachos excepcionales, si era necesario, para garantizar que la cantidad de generación térmica estuviese disponible.
- Generación hidroeléctrica: Dada la abundante lluvia y nevadas durante el invierno y la flexibilidad resultante de la generación de energía hidroeléctrica, se solicitó estos recursos para que la capacidad sea lo más flexible posible aprovechando el uso de las ofertas.
- Coordinación del gas: El operador del sistema se comunicó con las compañías de gas, les entregó el plan de operaciones y proporcionó los perfiles de combustión de gas de las simulaciones del mercado, junto con la

generación térmica pronosticada durante las horas de eclipse y el impacto potencial de la rampa de generación térmica requerida.

- Control Automático de Generación (AGC): Durante el eclipse, las bandas de control del AGC se ajustaron para obtener un ACE cercano a 0 MW.
- Capacitación: El personal de operaciones recibió capacitación específica sobre los impactos del eclipse solar y las estrategias de mitigación del impacto.
- Dotación de personal: Además del turno regular, se puso a disposición un turno secundario para proporcionar apoyo adicional según sea necesario. El soporte técnico de diferentes unidades de negocios también se puso a disposición. Se levantó un centro de operaciones para abordar rápidamente eventuales problemas y comunicarse con otras unidades de negocios según fuese necesario.

1.2.2.5 Control automático de generación y reservas

Se modificaron las bandas de control del AGC para realizar de manera más estricta el control de frecuencia del sistema, dentro de los intervalos de despacho del mercado de cinco minutos. A continuación, se muestran las tres bandas de control del AGC utilizadas y los periodos de tiempos donde se cambiaron estas bandas para administrar mejor el error de control de área.

	Prior to 8:30 a.m.	8:30 a.m.	10:16 a.m.	12:09
Emergency Band (MW)	350/-350	350/-100	100/-100	350/-350
Permissive Band (MW)	200/-200	250/-75	75/-75	200/-200
Dead Band (MW)	100/-100	50/-50	50/-50	100/-100

Donde,

Banda Muerta: no se inicia ninguna acción de control del AGC cuando ACE está dentro de los límites de la banda muerta.

Banda Permisiva: dentro de la región permisiva, el AGC primero mueve las unidades para mejorar el ACE. Las señales de control no se envían a las unidades que por seguir la demanda a través del despacho económico puedan aumentar ACE.

Banda de Emergencia: todos los recursos en el control de regulación se mueven para reducir el ACE independientemente del despacho económico.

1.2.2.6 Principales Lecciones aprendidas

Dado el alto nivel de penetración solar en el sistema, el eclipse del 21 de agosto de 2017 representó una prueba única para los sistemas operativos y de mercado. Las principales lecciones aprendidas en este evento fueron:

- a) La planificación y la preparación realizadas con antelación permitieron mantener un servicio confiable durante el eclipse.
- b) El pronóstico de las condiciones durante el eclipse proporcionó la plataforma para garantizar que se dispongan de recursos adecuados durante el eclipse.
- c) El desarrollo y la aplicación de un plan centrado en las estrategias operativas y de comunicación permitieron definir todas las áreas estratégicas potenciales de ser afectadas por el eclipse y los pasos necesarios para la mitigación.
- d) La capacitación específica adicional de los operadores de la sala de control y las operaciones de apoyo del personal desempeñaron un papel fundamental para garantizar una gestión eficiente de las condiciones de eclipse.

- e) Las comunicaciones de la planificación y de las condiciones esperadas a las entidades externas, incluidas las compañías de gas, de generación hidroeléctrica y de los recursos solares, permitieron la coordinación con el operador y crearon expectativas claras de participación y responsabilidades.
- f) Un control operacional más estricto durante el eclipse, incluida una mayor disponibilidad de regulación, bandas más ajustadas en el AGC para controlar el ACE, brindaron mejores condiciones para absorber los efectos del eclipse.
- g) Los mercados desempeñaron un papel fundamental al permitir que los efectos del eclipse se mitigaran de manera óptima y disponer la cantidad y la combinación de recursos adecuados, proporcionando un nivel de flexibilidad adicional para gestionar los rápidos cambios provocados por el eclipse.

2 Pronóstico de generación solar

En el presente capítulo se aborda la determinación del pronóstico de los efectos del eclipse solar sobre la generación solar.

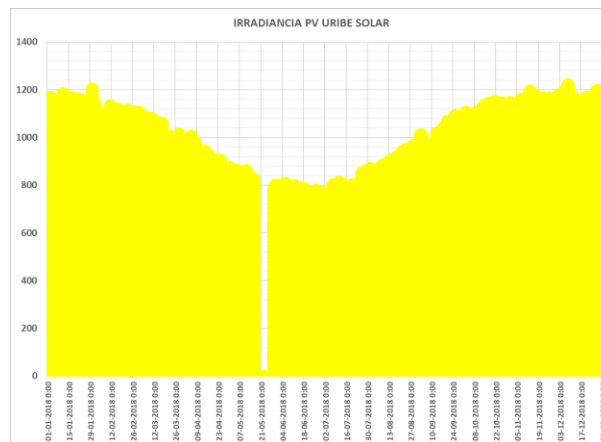
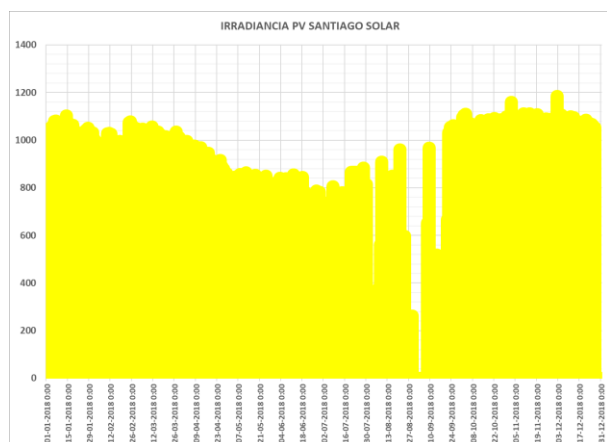
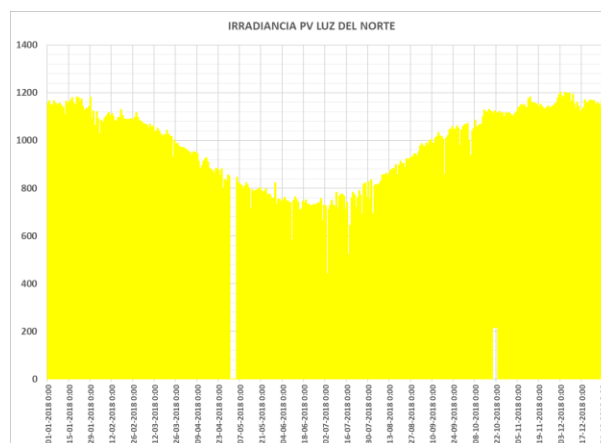
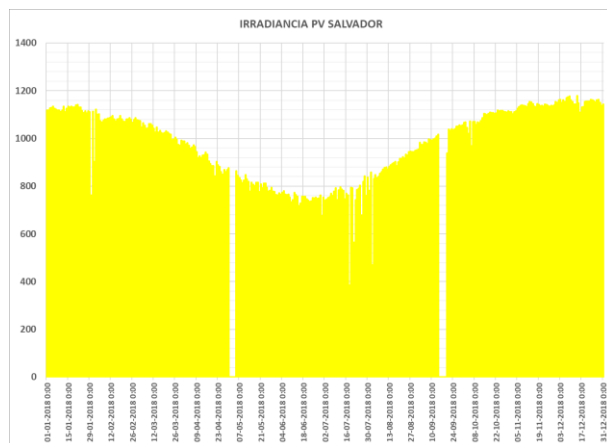
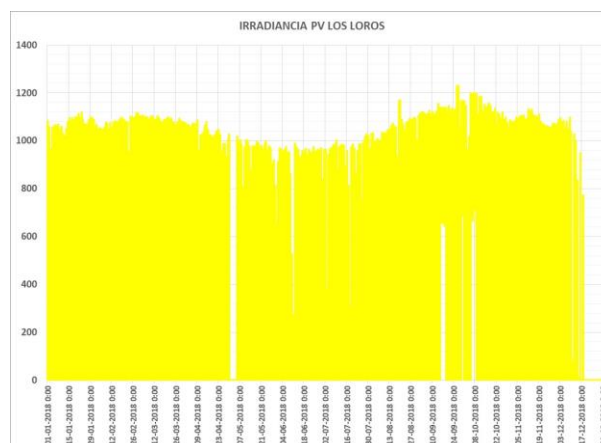
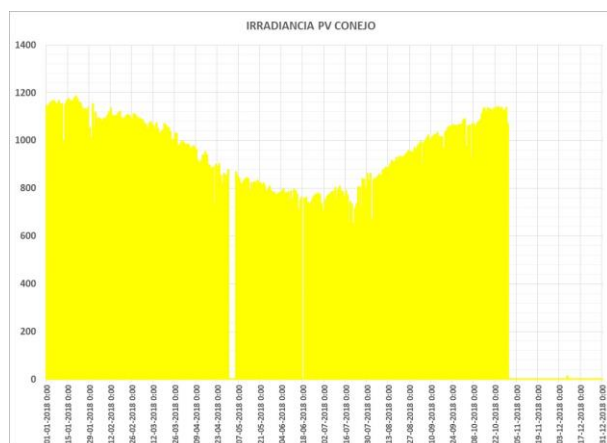
2.1 Disponibilidad de generación solar del SEN

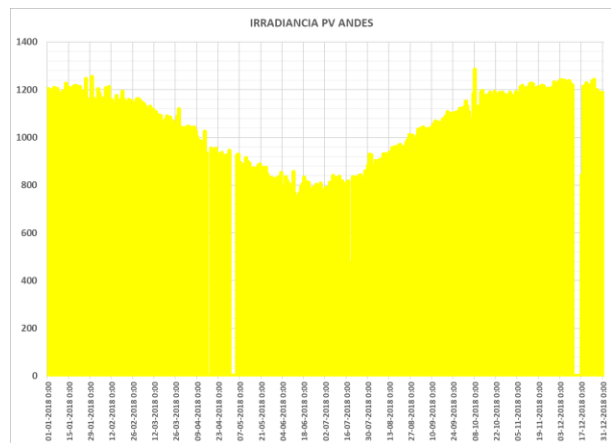
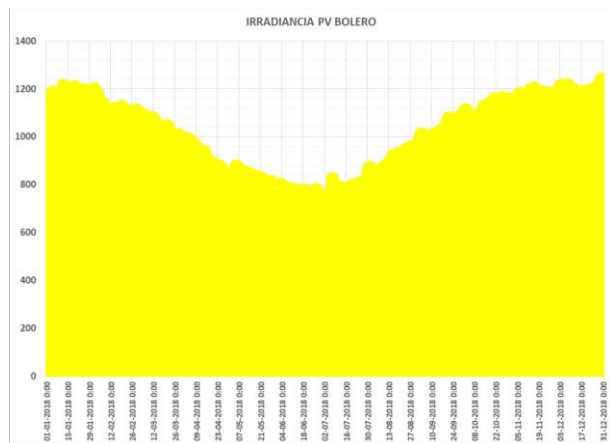
A mayo de 2019, existe del orden de 2600 MW de potencia bruta instalada en centrales de generación solar, donde casi 400 MW de potencia instalada corresponden a PMGD. Algunas de las centrales de generación solar en el Sistema Eléctrico Nacional (mayo 2019) son:

Nombre Propietario	Nombre Central	Potencia Instalada [MW]	Punto de Inyección
Acciona Energía Chile	El Romero	196	S/E El Romero
AES Gener	Andes Solar	21.8	S/E Andes Solar
Almeyda Solar	Solar Diego De Almagro	32	S/E Central Emelda
San Andrés Spa	Solar Llano De Llampos	101	S/E Llano de Llampos
Atacama Generación Chile	Cerro Dominador	100	S/E Cerro Dominador
Calama Solar I	Calama Solar I	9	S/E Calama
Chungungo	Quilapilún	103	S/E Quilapilún
Conejo Solar	Conejo Solar	104	S/E Central Conejo
El Pelicano Solar Company	El Pelicano	100	S/E El Pelicano
Eléctrica Panguipulli	Lalackama	55	Tap Taltal
	Chañares	36	Tap Chañares
	Lalackama 2	16.5	Tap Taltal
Enel Green Power Del Sur	Pampa Solar Norte	69.4	S/E Cachiuyayal
	Carrera Pinto	93	S/E Carrera Pinto
	Solar La Silla	1.5	S/E Pajonales
	Parque Solar Finis Terrae	138	S/E Rande
Energía Cerro El Morado	Doña Carmen Solar	34.6	S/E Doña Carmen
ENGIE	Parque Solar Pampa Camarones	6.2	Tap Off Vitor N°2
	Solar El Águila I	2	Tap Off El Águila
Fotovoltaica Norte Grande 5	Uribe Solar	52.8	S/E Uribe Solar
Generación Solar SpA.	María Elena FV	68	S/E María Elena
Helio Atacama Tres	FV Bolero	146.6	S/E Bolero
Javiera	Solar Javiera	69	S/E Central Javiera
Parque Solar Fotovoltaico Luz Del Norte	Luz Del Norte	141	S/E Central Luz del Norte
Planta Solar San Pedro III	Solar Jama	67.7	S/E Solar Jama
Pozo Almonte Solar 1	PAS1	7.5	S/E Pozo Almonte
Pozo Almonte Solar 2	Pozo Almonte Solar 2	7.5	S/E Pozo Almonte
Pozo Almonte Solar 3	Pozo Almonte Solar 3	16	S/E Pozo Almonte
PV Salvador	PV Salvador	68	S/E PV Salvador
San Andrés	Solar San Andrés	50.6	S/E Seccionadora San Andrés
Santiago Solar	Santiago Solar	92.7	S/E Central Santiago Solar
Solairdirect Generación	Parque Fotovoltaico Los Loros	46	S/E Central Los Loros
SPS La Huayca	La Huayca II	20.1	S/E La Huayca
	La Huayca SPS-1	1.4	

Para efectos de pronosticar la máxima generación solar que habría para el día 2 de julio, se obtuvo a partir de los registros históricos del SITR del Coordinador, la irradiancia solar y la generación disponible telemetrada durante todo el año 2018, para una muestra de parques solares ubicados desde el extremo norte hasta el centro del SEN.

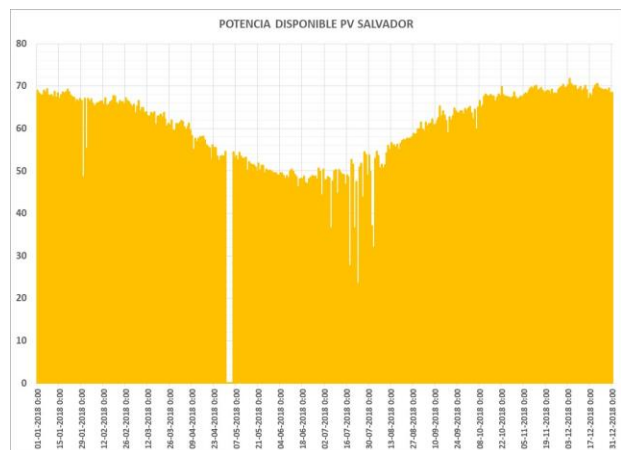
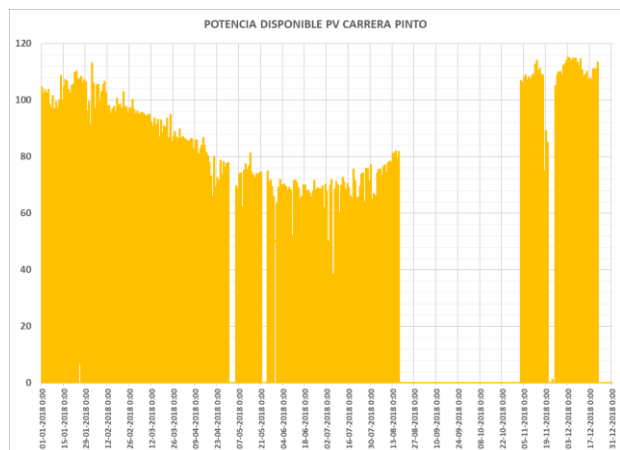
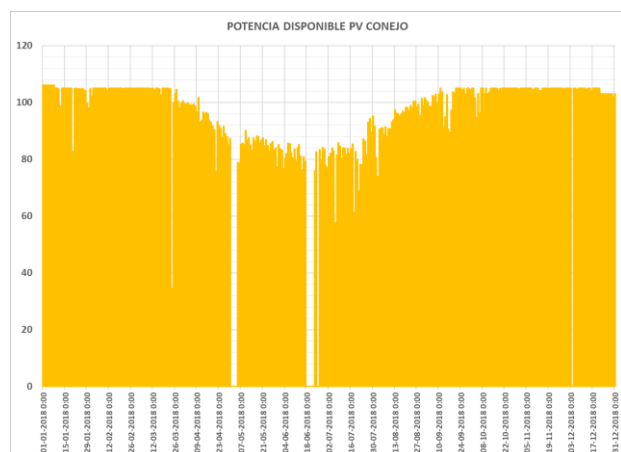
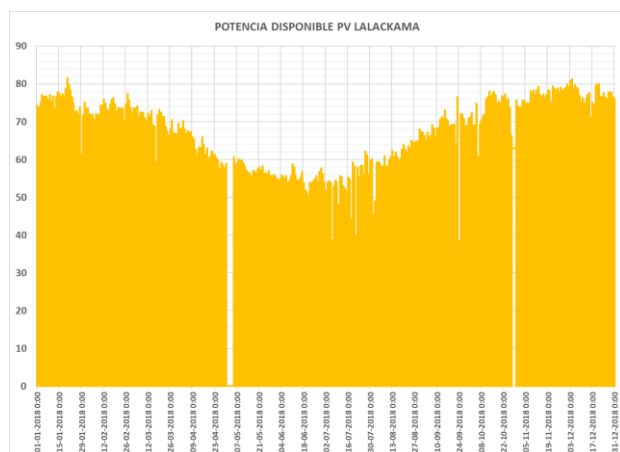
Irradiancia medida en parques solares durante el año 2018

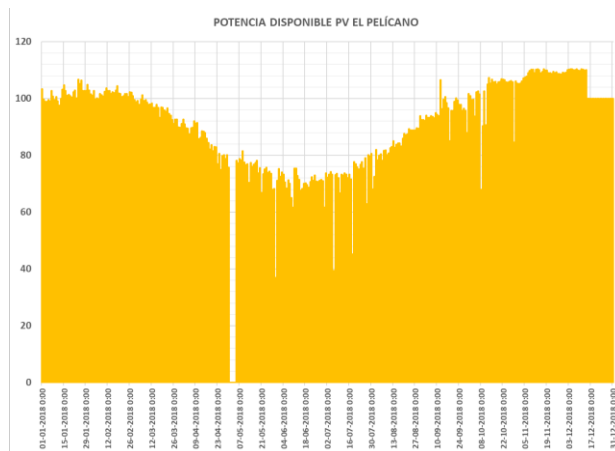
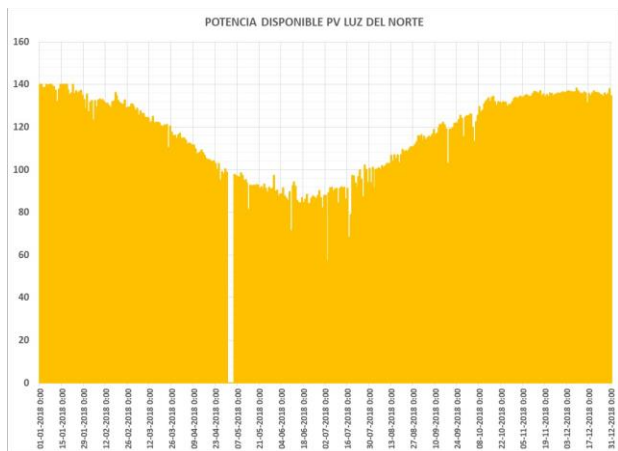




Se observan valores de irradiancias máximas, para el periodo cercano al día 2 de julio, en torno a un 65% de la irradiancia máxima que se produce en épocas de verano.

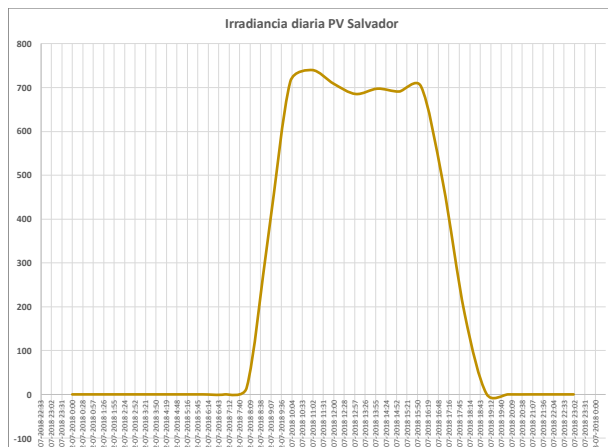
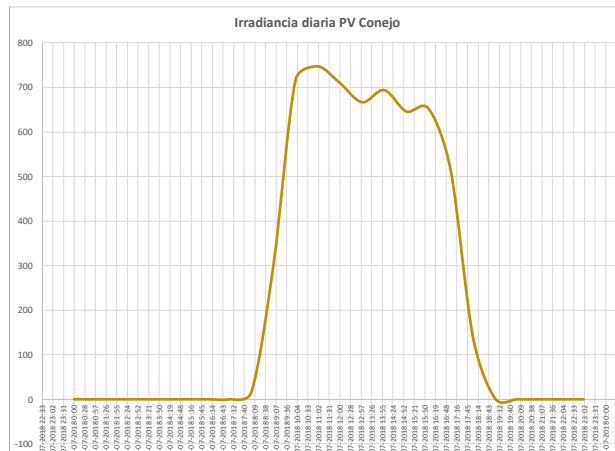
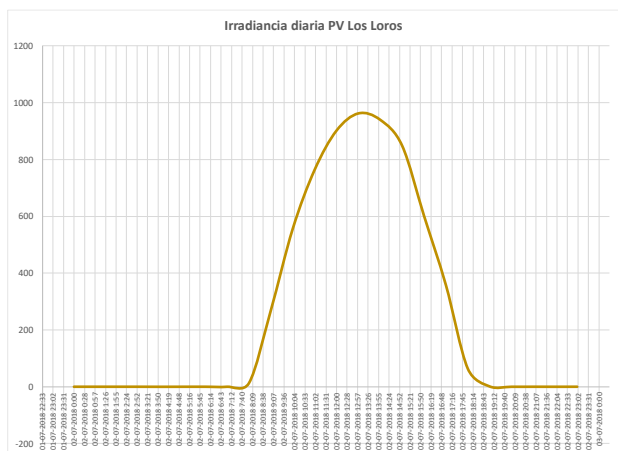
Potencia Disponible en parques fotovoltaicos durante el año 2018





Así mismo los valores de potencia disponible máxima en parques solares, para el periodo cercano al día 2 de julio, estarían en torno a un 65% de la potencia disponible máxima en épocas de verano, llegando en algunos parques incluso al 60%. Por lo tanto, la época en que se producirá el eclipse será la más favorable en términos de que se presentará en la época que hay una disponibilidad de generación solar máxima considerablemente menor a la máxima del año dada en el verano.

Irradiancia diaria en parques fotovoltaicos 2 de julio de 2018



2.2 Pronóstico de generación solar para el día 2 de julio de 2019

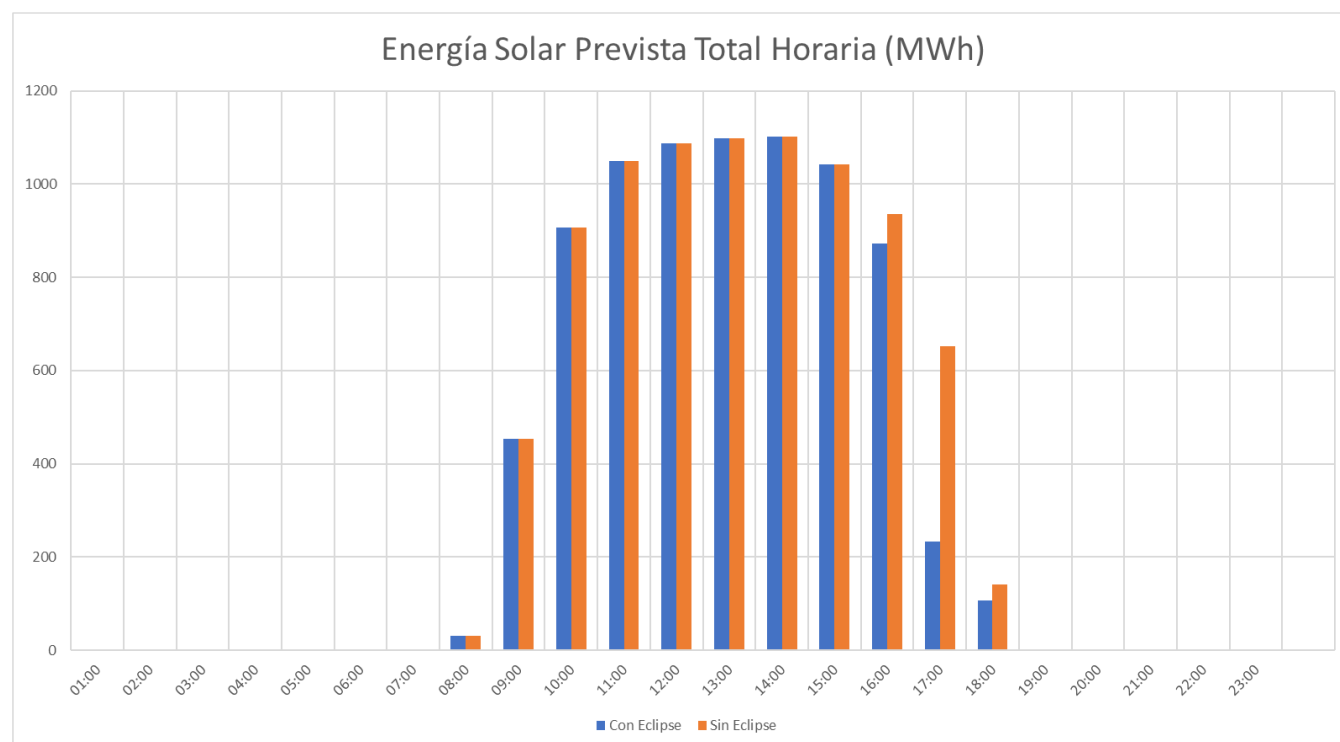
La estimación del perfil de generación solar para el día 2 de julio de 2019 fue realizada en base a una combinación de los datos de generación real del 2018, perfiles anticipados de generación disponible enviados por las empresas coordinadas propietarias de los parques fotovoltaicos, y pronósticos de generación realizados por la empresa especialista AWS True Power.

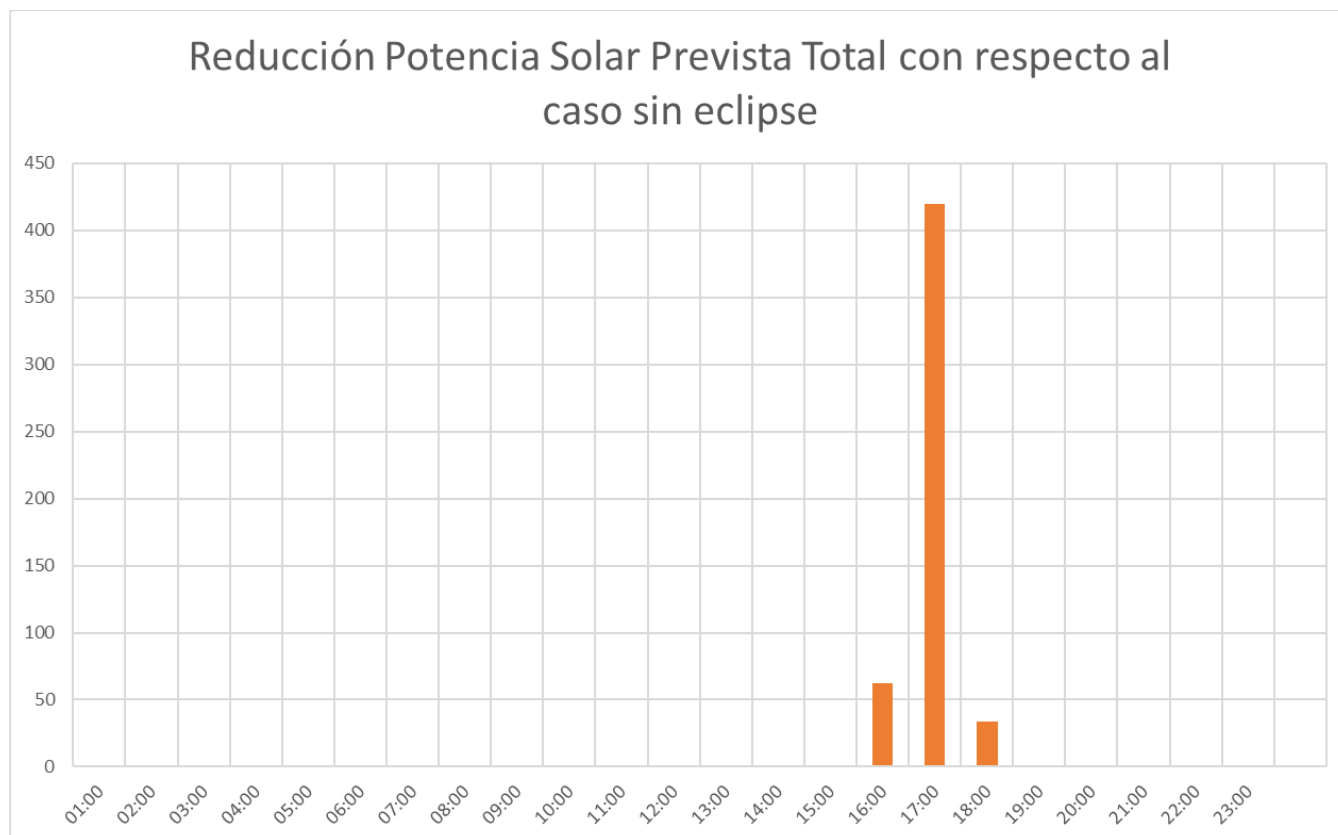
- Pronósticos de generación de AWS True Power

A continuación, se muestra la estimación del perfil de generación solar horario más probable para el día 2 de julio de 2019, entregada por la empresa especialista en este tipo de pronósticos, AWS True Power.

Cabe señalar que, el método utilizado para calcular la irradiancia durante el eclipse se basa en el trabajo de Alex Montornès, Bernat Codina, Zack J., Sola, Y., de la Universidad de Barcelona. Año 2015: “Implementation of the Bessel’s method for solar eclipses prediction in the WRF-ARW model”, donde el punto clave de la rutina es la evaluación del grado de oscurecimiento, es decir, la parte del disco solar que está oculta por la luna. Esta variable se introduce y se utiliza como una corrección de la radiación entrante. En otras palabras, si OSC es la parte del disco solar oculta por la luna, entonces $(1-OSC)$ es la parte del disco solar que emite radiación y que será considerada para la predicción.

Se observa que la generación solar máxima pronosticada es del orden de 1150 MW y, comparando los pronósticos con y sin eclipse, la diferencia máxima de generación promedio horaria total solar, sería de 420 MW.



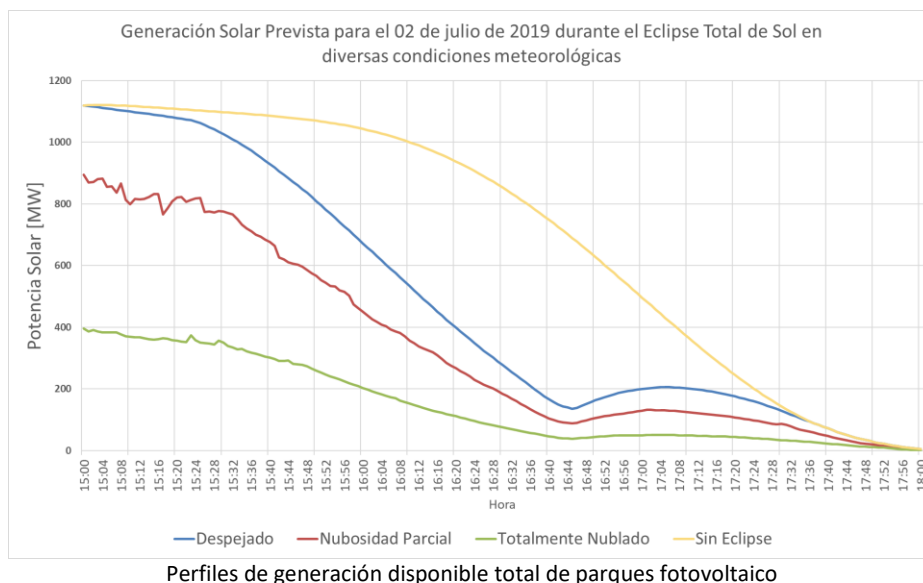


Cabe señalar que, este pronóstico es preliminar por cuanto entrega valores horarios y no tiene la resolución suficiente para determinar el real y mayor impacto en cuanto a déficit de generación y rampas de reducción que afectarían la generación solar. Por esta razón, se requirieron análisis adicionales para obtener un pronóstico minuto a minuto.

- Perfiles de generación solar disponibles anticipados

A inicios del mes de abril de 2019, se solicitó a los Coordinados propietarios de parques solares, un pronóstico de la generación prevista anticipado de sus parques para el día del eclipse, considerando la potencia disponible de cada parque, la evolución de la irradiancia en sus respectivas ubicaciones geográficas, las curvas de potencia disponible-irradiancia de sus instalaciones y eventuales valores mínimos de irradiancia requeridos para la operación de los parques. Lo anterior, considerando tres condiciones de nubosidad: Despejado, Nubosidad Parcial, y Completamente Nublado, particularmente entre las 15:00 y 18:00 horas, con una resolución de 1 minuto.

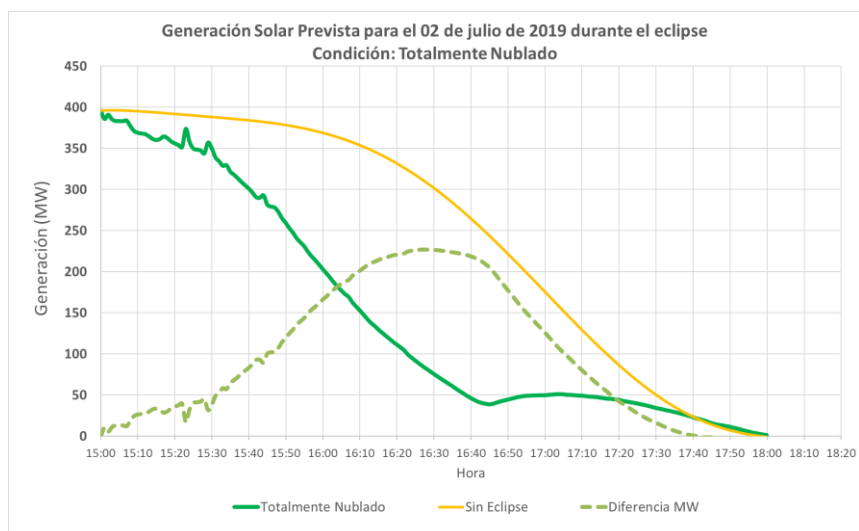
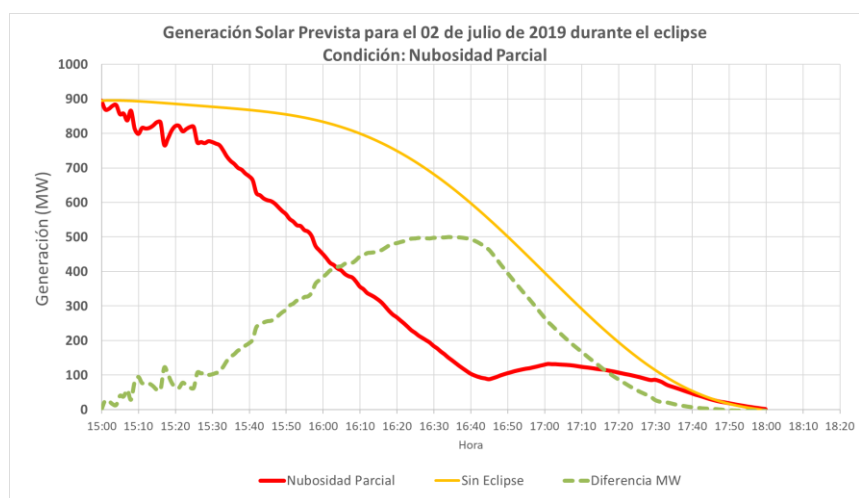
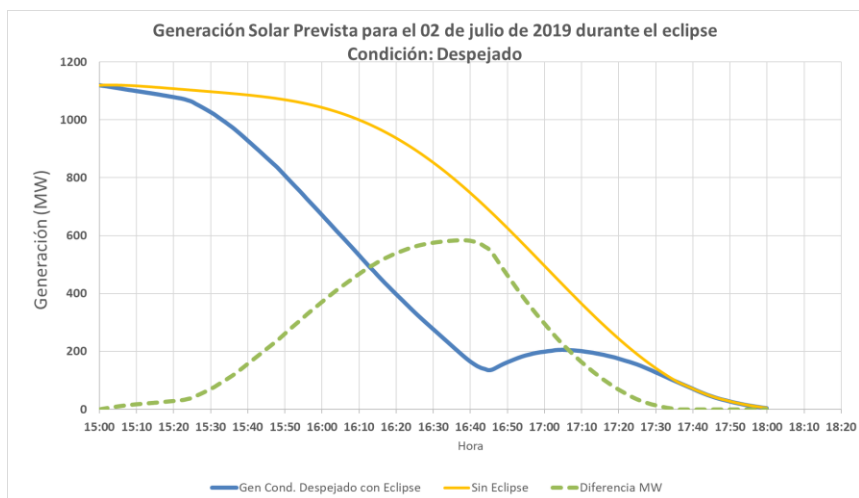
A partir de lo anterior, de los grados de oscurecimiento y toda la información disponible se determinó un perfil de generación solar con y sin eclipse, con resolución de 1 minuto. En el siguiente gráfico se muestra la generación solar total pronosticado durante las horas del eclipse, para las tres condiciones meteorológicas indicadas:



Se observa una importante reducción de la generación en los parques fotovoltaicos conectados al SEN, hasta las 16:40 horas en que se produce el máximo impacto o grado de oscurecimiento. Posteriormente, se produciría un leve incremento de la generación solar cuando el eclipse pasa a la etapa en que la luna comienza a dejar de ocultar al sol, finalizando el evento cerca de las 18:00 horas, cuando el sol se encuentre a 1.5°, muy cerca de su ocultamiento natural en el horizonte, por lo que a diferencia de los casos internacionales analizados, no se presentará en el eclipse del 2 de julio el fenómeno de rápido incremento de generación solar post eclipse.

Los siguientes gráficos, muestran el detalle de la reducción de generación solar total por minuto, para cada una de las tres condiciones de nubosidad y la diferencia de esa generación con respecto al caso sin eclipse.

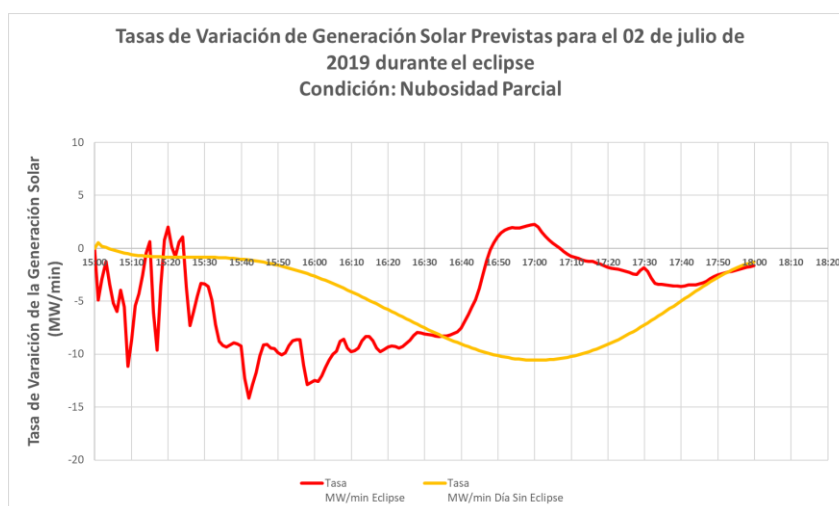
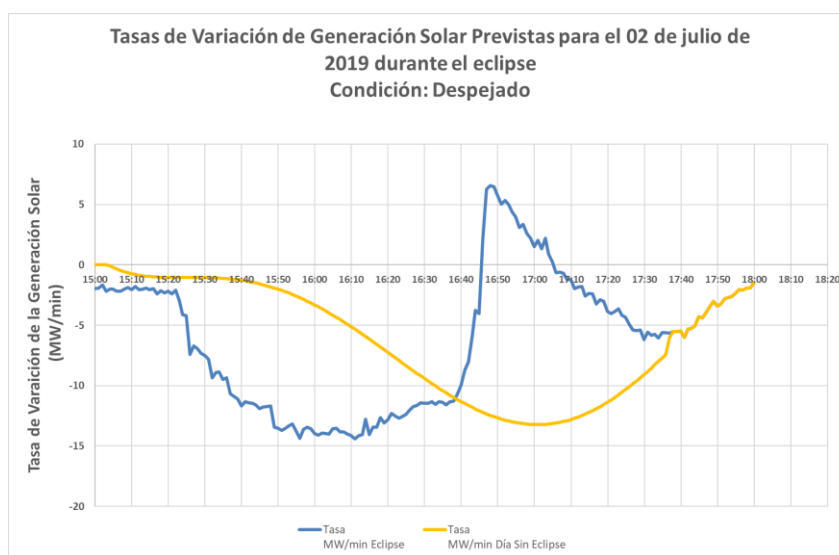
2.2.1 Estimación de reducción de generación

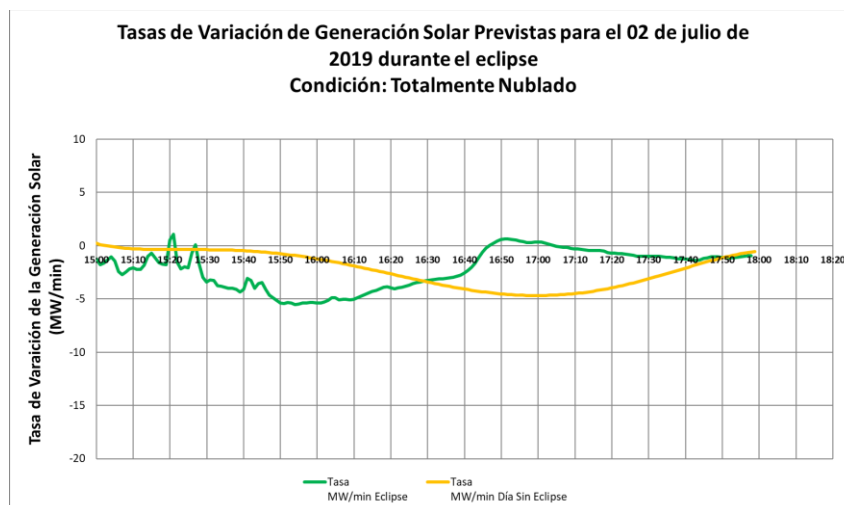


Se observa que, la reducción de generación dependerá fuertemente de las condiciones de nubosidad al momento del eclipse, determinándose que para un día normal despejado la diferencia con el caso sin eclipse podría llegar reducciones sobre 600 MW. En este caso, luego del evento, la generación solar podría alcanzar del orden de 200 MW.

2.2.1 Estimación de rampas de generación solar

A partir de los pronósticos anteriores, se determinó la tasa de reducción e incremento de la generación solar durante el eclipse. A continuación, se muestran para cada condición de nubosidad las rampas pronosticadas con y sin eclipse.





La tasa de reducción de generación solar dependerá de las condiciones de nubosidad al momento del eclipse, siendo de valores máximos muy similares al caso sin eclipse. Los valores de tasa de reducción de generación total solar pronosticados estarían en valores entre 5 MW/min y del orden de 15 MW/min, según la condición de nubosidad presente.

Por otra parte, la tasa de incremento de generación solar sería como máximo del orden de 7 MW/min.

Finalmente, se concluye que el efecto del eclipse sobre la producción de generación solar se asemeja al comportamiento de un día normal sin eclipse, con un adelantamiento de la reducción natural de la disponibilidad en 1 hora.

3 Programación de la Operación

En el presente capítulo se presentan los programas de operación estimados para el día del eclipse, los que fueron elaborados considerando niveles de demanda de acuerdo con la época del año (invierno) y considerando los perfiles de generación horaria solar correspondientes a los pronósticos proporcionados por el proveedor de pronósticos centralizado AWS True Power.

Por otra parte, se realizó la programación de la operación para tres diferentes condiciones hidrológicas: base o hidrología actual, 60% PbbExc; húmeda, 20% PbbExc y; seca, 90% PbbExc-, utilizando la estadística disponible, para la misma estación del año (comienzo del invierno).

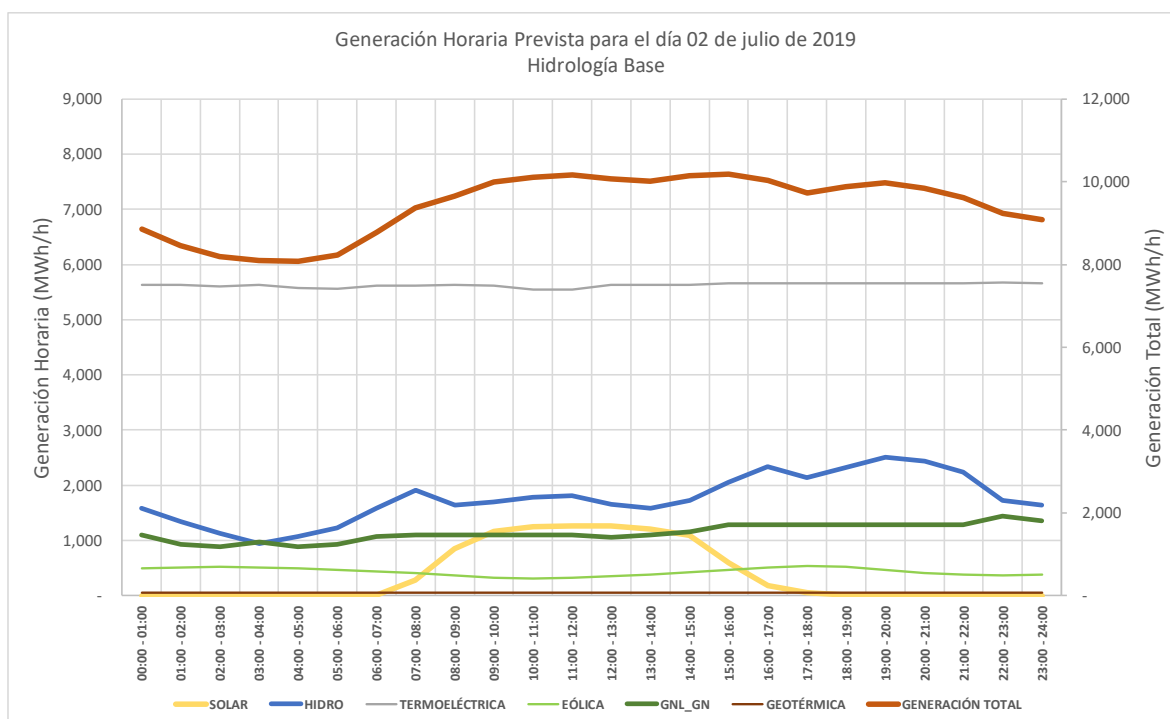
La disponibilidad de GNL utilizada corresponde a la proporcionada por las empresas coordinadas.

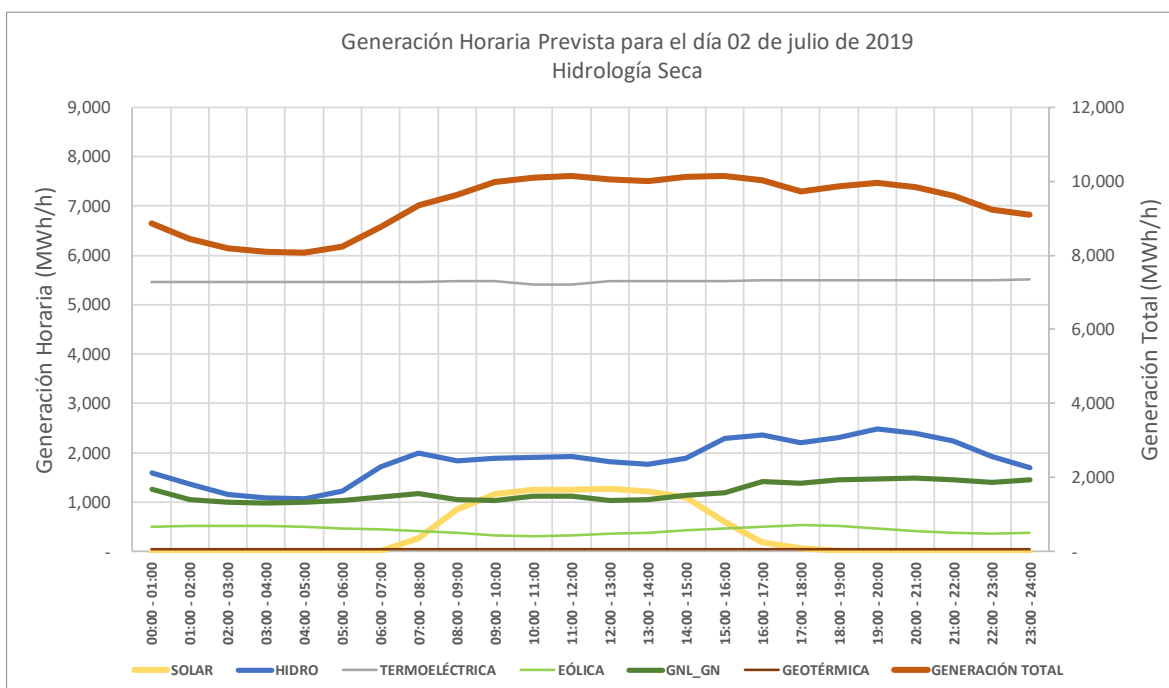
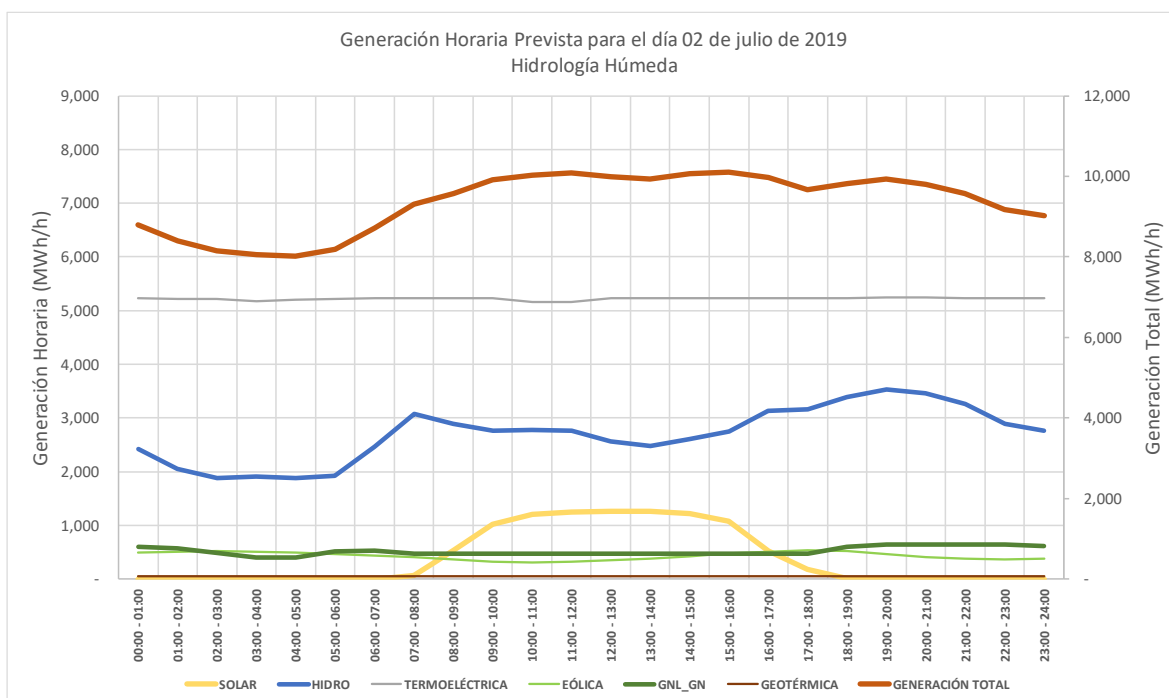
El programa de mantenimiento considerado corresponde al utilizado en mayo de 2019 en el proceso de programación.

A partir de estos programas, se analizan los efectos del eclipse solar sobre los perfiles de generación por tipo de tecnología y sobre los flujos por las principales líneas de transmisión del SEN.

3.1 Programa de generación por tipo de generación

A continuación, se presentan los resultados del perfil de generación anticipado para el día 2 de julio, por tipo de generación y considerando el efecto del eclipse sobre la generación solar, para cada una de las tres hidrologías analizadas.





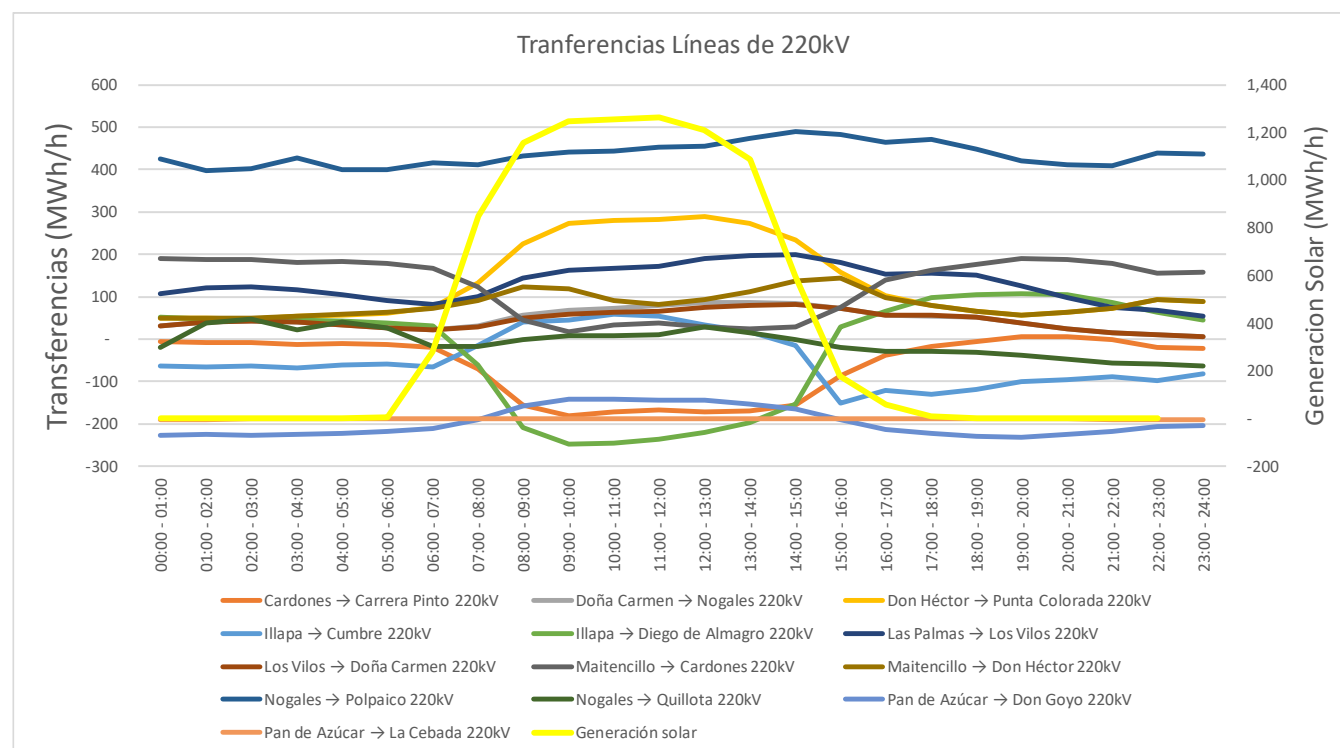
Los gráficos muestran que, para las condiciones hidrológicas analizadas, se espera que las reducciones de generación solar por efecto del eclipse sean mitigadas, a partir de la hora 14, principalmente por generación de tipo hidráulica y, en menor medida, por generación de tipo térmica en base a GNL&GN.

3.2 Transferencias Programadas

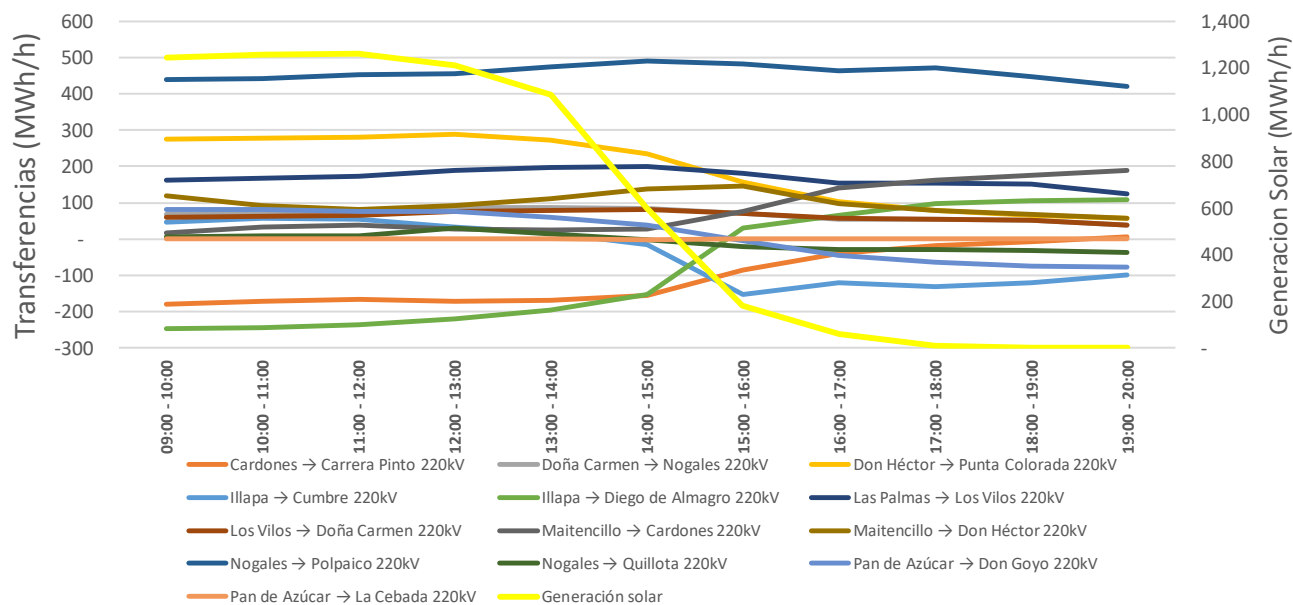
A continuación, se muestran los resultados de los flujos de potencia por las principales líneas de transmisión afectadas de 220 kV y 500 kV, considerando los despachos de generación programados y la reducción de generación solar por efecto del eclipse, para cada una de las tres hidrologías analizadas.

Cabe señalar que se consideró el mantenimiento actualmente vigente para el 2 de julio y el tramo de interconexión de 2x500 kV Pan de Azúcar – Polpaico en servicio.

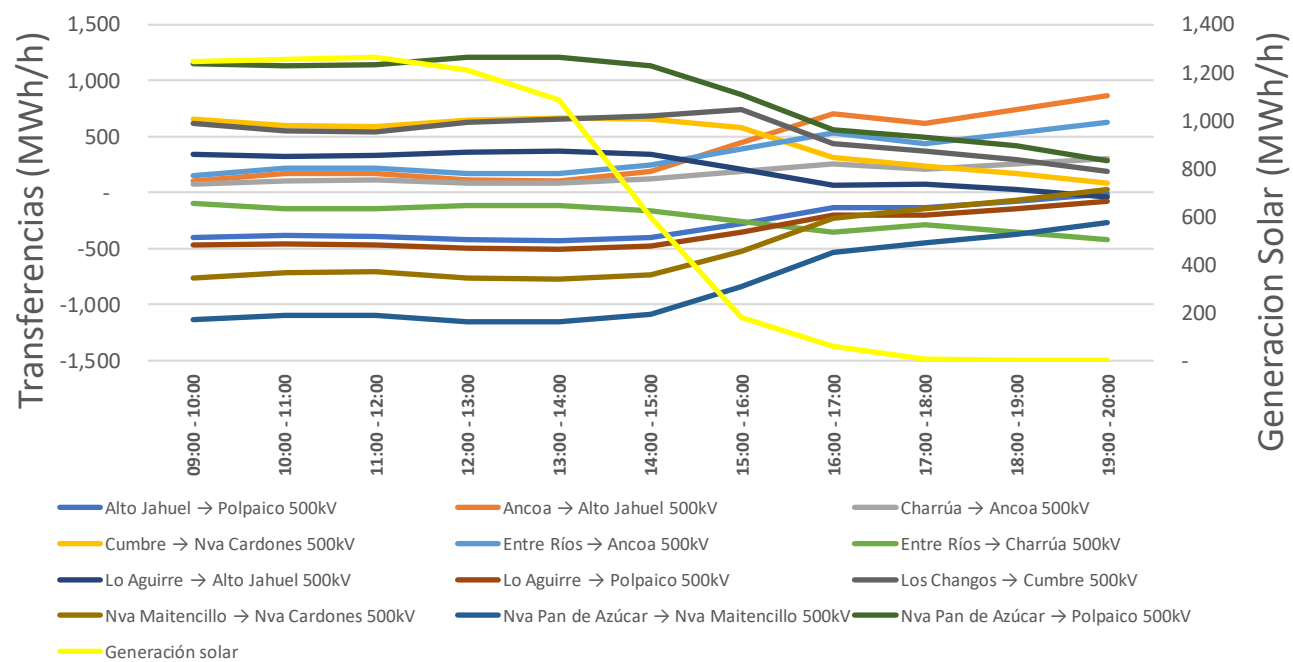
3.2.1 Caso base con hidrología actual



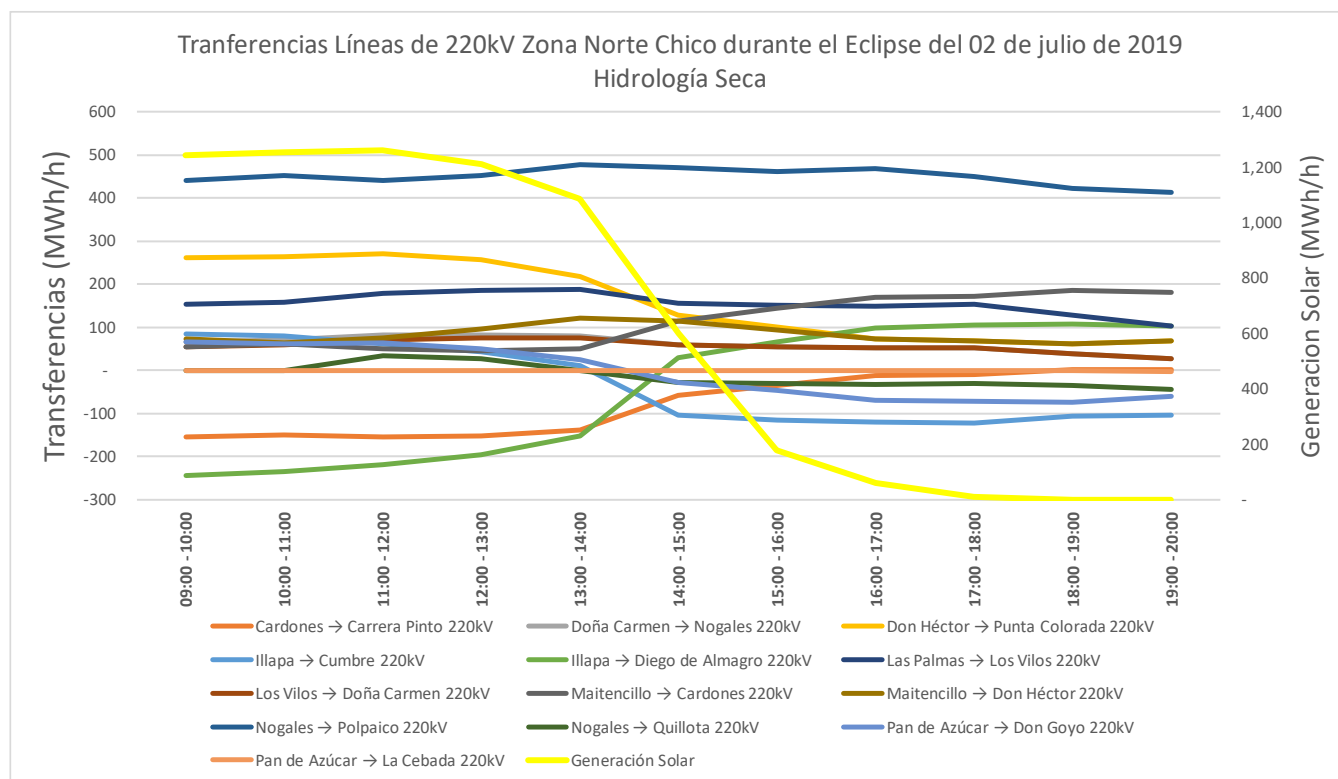
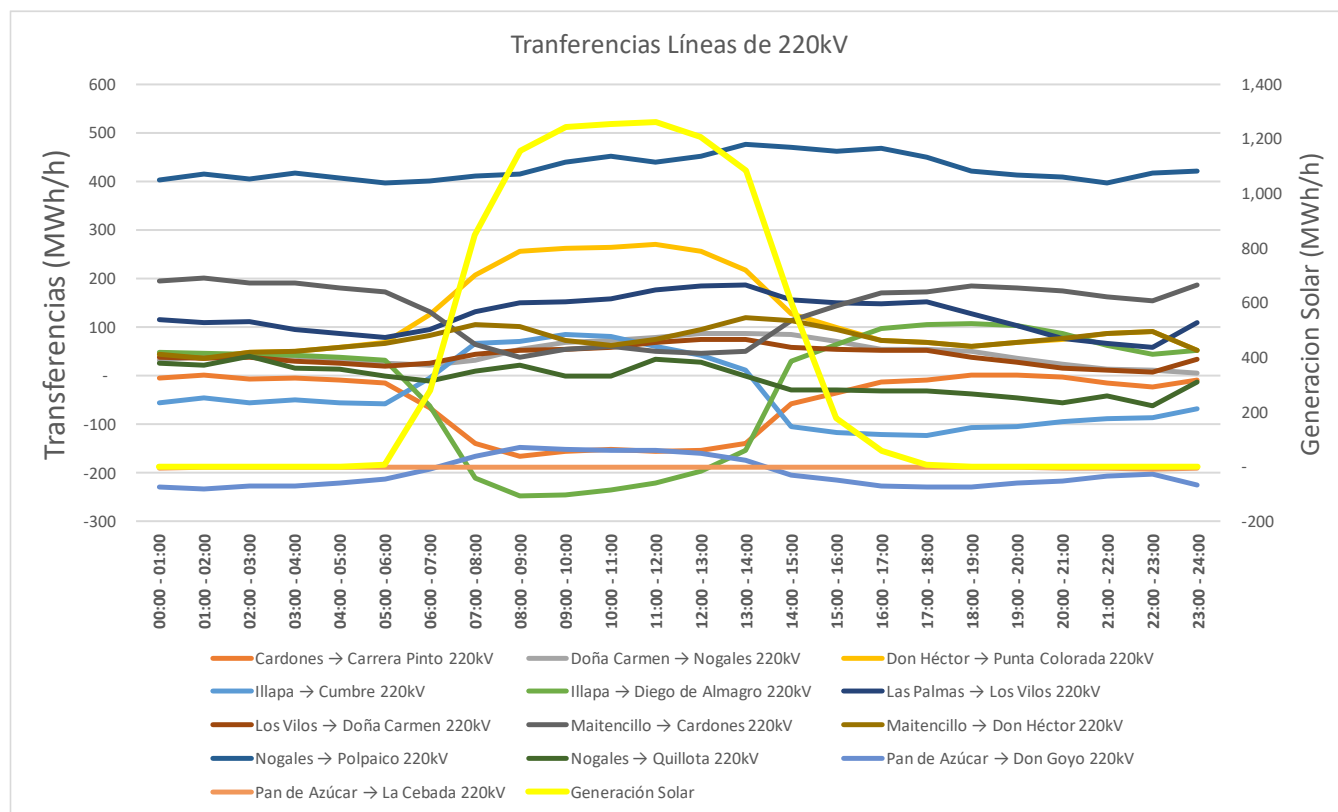
Tranferencias Líneas de 220kV Zona Norte Chico durante el Eclipse del 02 de julio de 2019
Hidrología Base

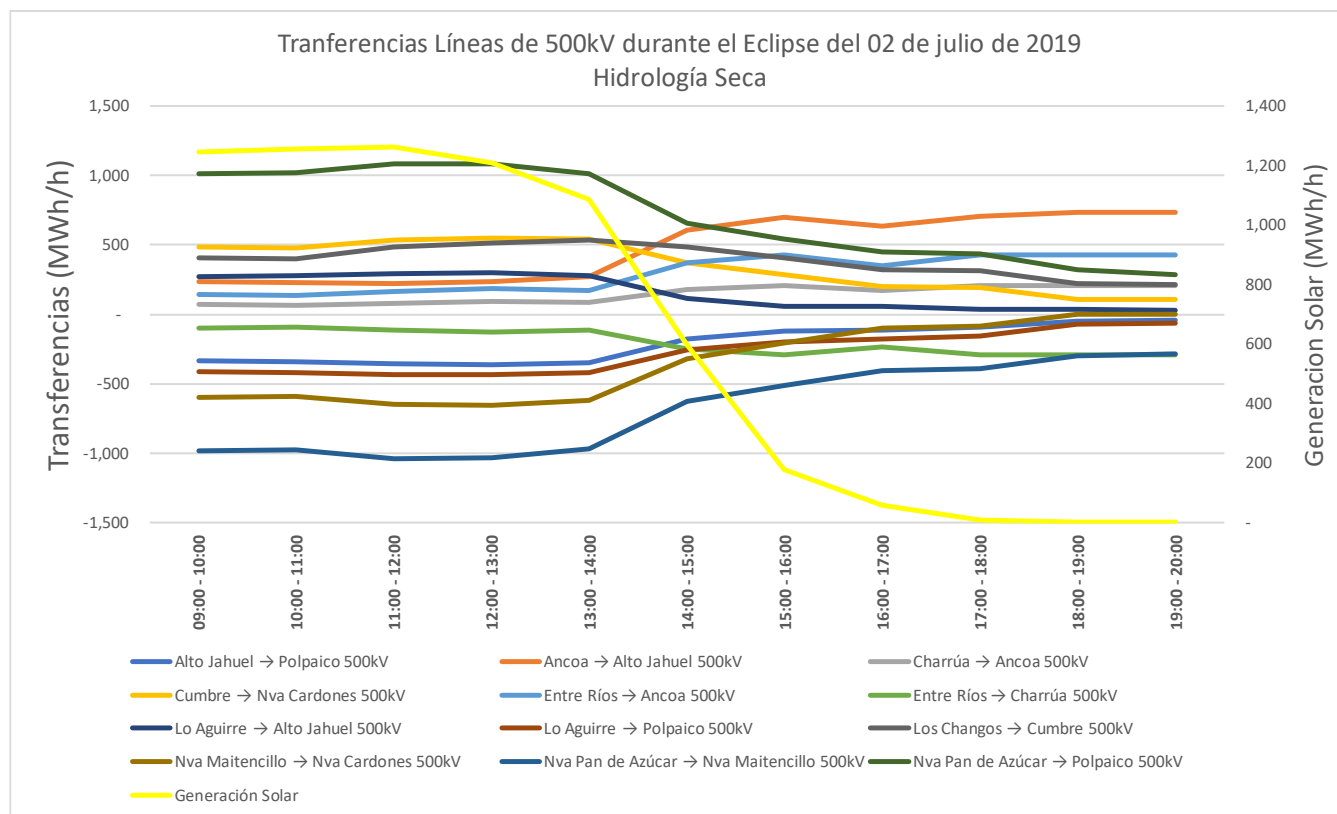


Tranferencias Líneas de 500kV durante el Eclipse del 02 de julio de 2019
Hidrología Base

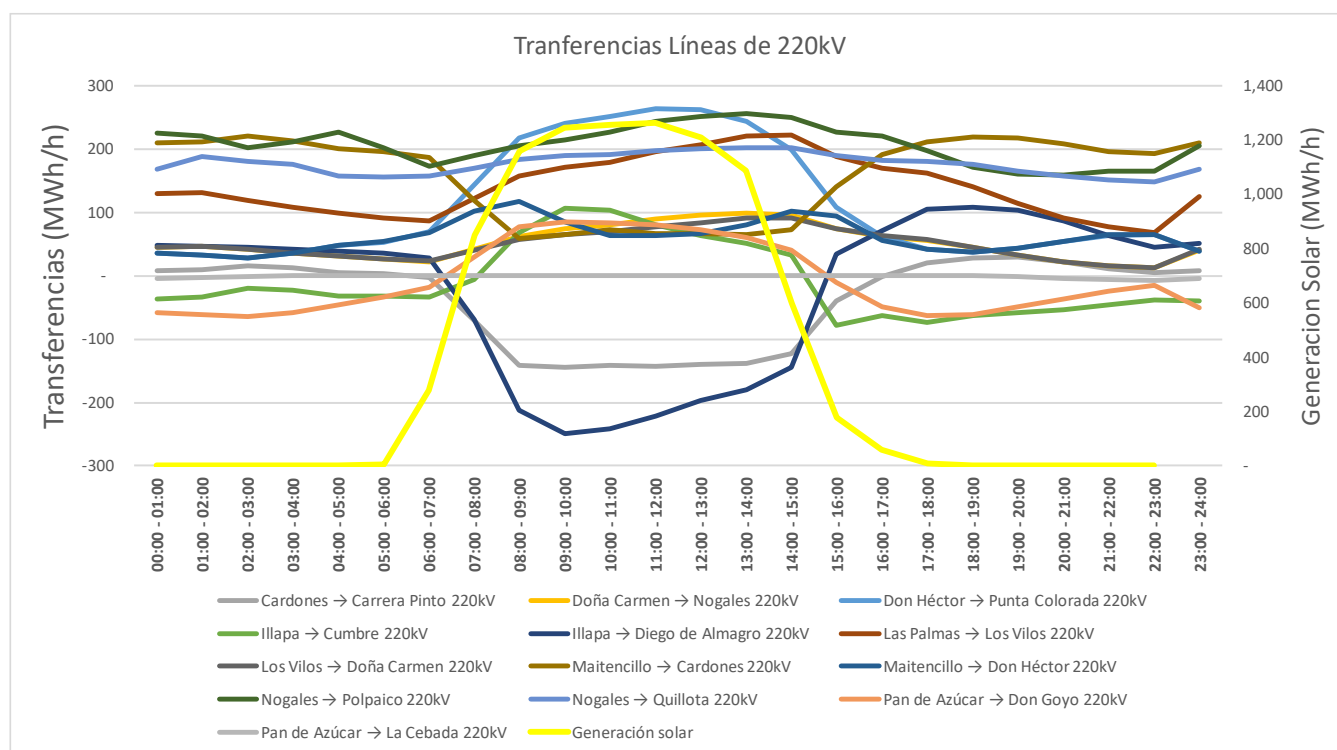


3.2.2 Caso Hidrología Seca

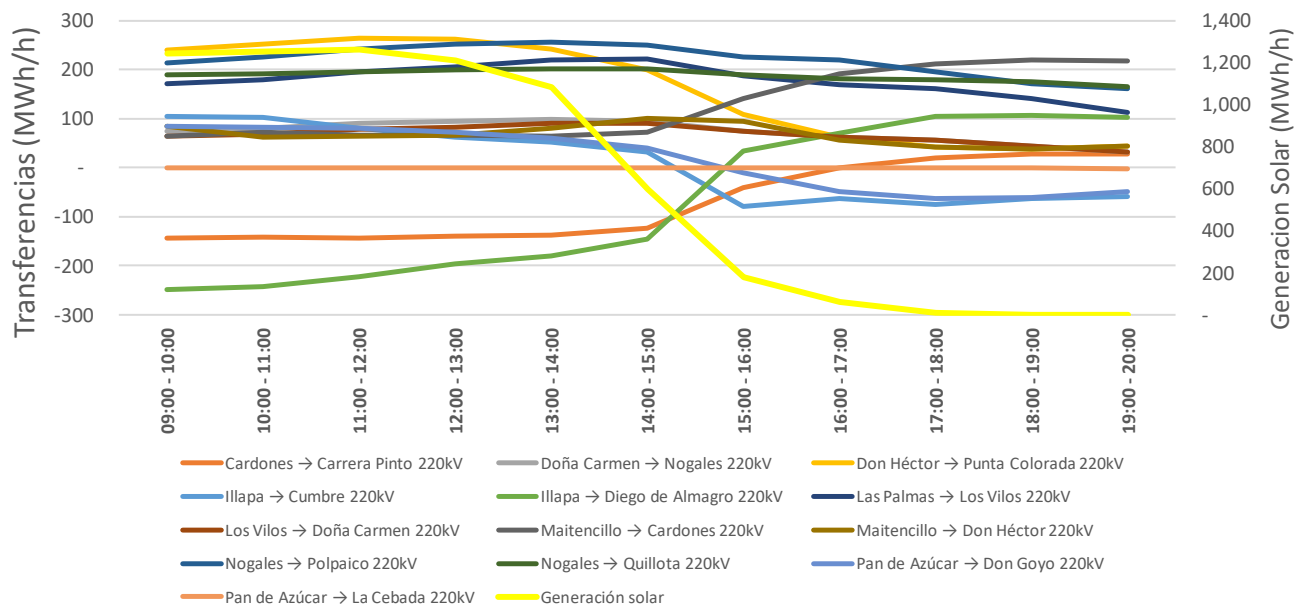




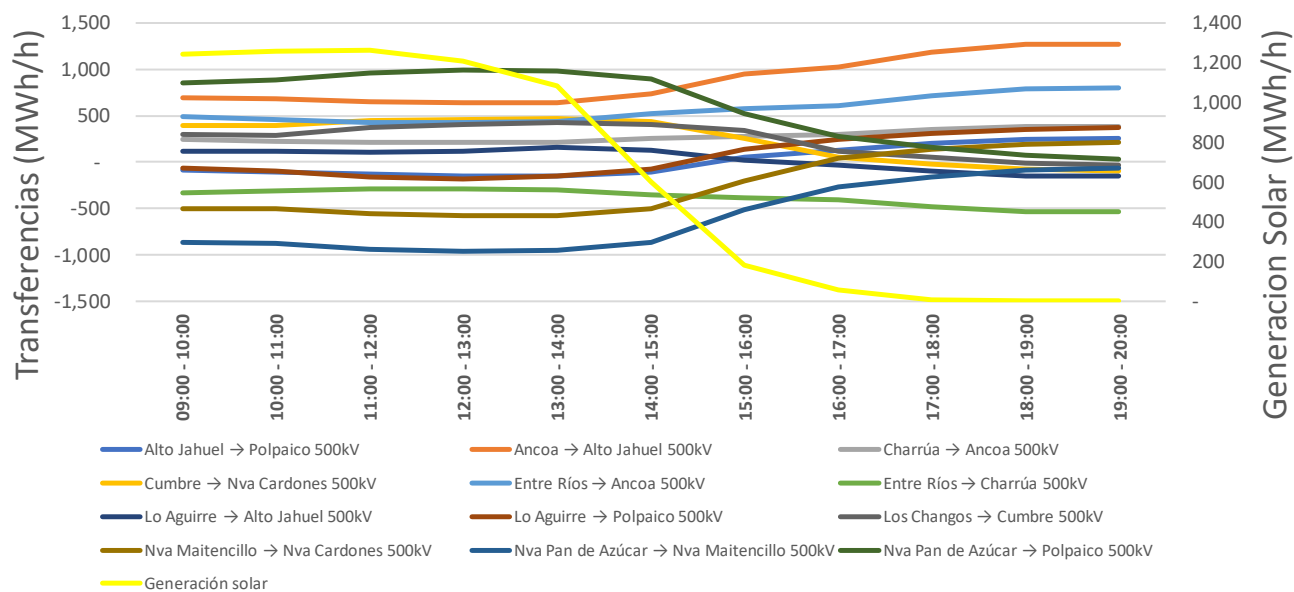
3.2.3 Caso Hidrología Húmeda



Tranferencias Líneas de 220kV Zona Norte Chico durante el Eclipse de 02 de julio de 2019
Hidrología Húmeda



Tranferencias Líneas de 500kV durante el Eclipse del 02 de julio de 2019
Hidrología Húmeda



4 Análisis de Seguridad de la Operación

4.1 Metodología

Para efectuar el análisis de seguridad se tomó en consideración un valor estimado conservador de reducción de generación fotovoltaica. Tomando como referencia los gráficos anteriores de generación y tasa de variación solar prevista para el día 02 de julio de 2019, en una condición de cielo despejado, se deducen valores de 1150 MW y -15 MW/min, respectivamente.

Por otra parte, para efectos de representar un escenario operacional para el horario del eclipse, sea éste entre las 15:30 y 16:30 horas, aproximadamente, fue necesario adecuar los niveles de transferencias de potencia por el sistema de transmisión de la Zona Norte del SEN, sobre la base del programa de generación representativo en dicha jornada:

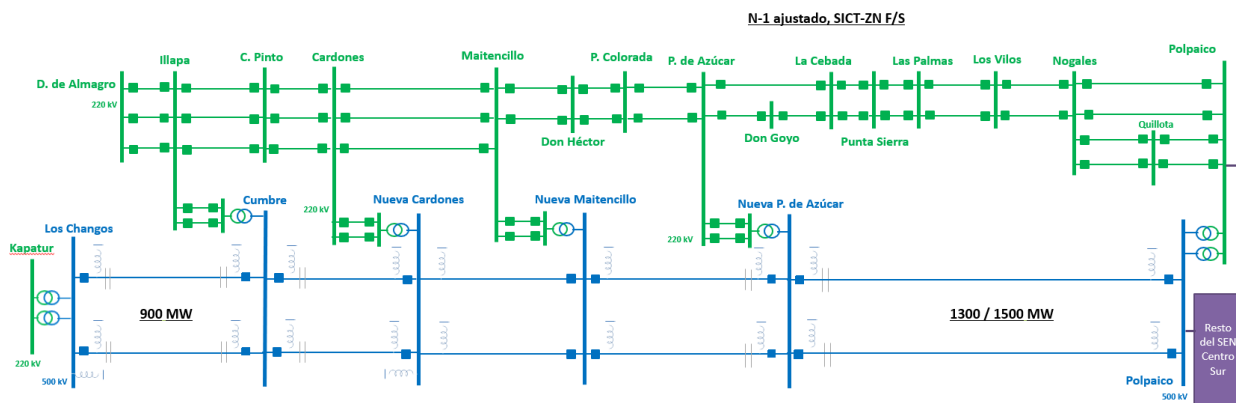
- Generación total del SEN en el bloque horario de las 15:00 y 16:00 horas: 10.150 MW aprox.
- Requerimientos para el control de frecuencia en el SEN:

Zona	Control	Detalle	Monto [MW]	Total [MW]
Norte	CPF	Normal	23	90
		Contingencia	67	
Centro Sur	CPF	Normal	53	210
		Contingencia	157	
Norte	CSF	Subida	112	+112/-193
		Bajada	193	
Centro Sur	CSF	Subida	109	+109/-109
		Bajada	109	

- Indisponibilidad esperada de centrales en la semana del 01 de julio de 2019 por mantenimiento mayor:

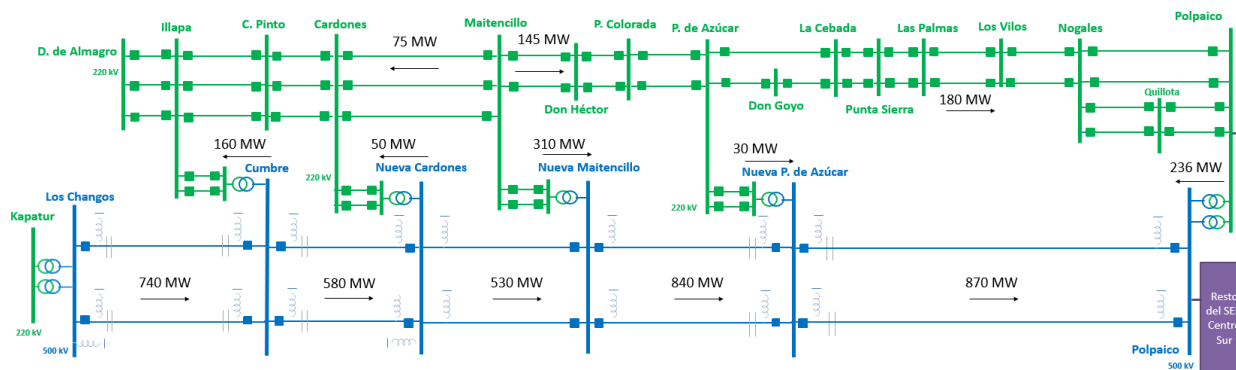
Central	Unidad	Inicio	Fin
CMPC Cordillera	Central Completa	01-01-2019	31-08-2019
Guayacán	U1	10-06-2019	25-07-2019
Blanco	Central Completa	01-07-2019	06-08-2019
Juncal	Central Completa	01-07-2019	06-08-2019
Los Quilos	U1+U2+U3	01-07-2019	31-08-2019
San Clemente	Central Completa	01-07-2019	10-07-2019
Curillínque	Central Completa	24-06-2019	07-07-2019
Loma Alta	Central Completa	24-06-2019	07-07-2019
Sauzal	U1	25-06-2019	26-08-2019
Termoeléctrica Andina	CTA	29-06-2019	19-08-2019
Santa Fe	Central Completa	01-11-2018	31-08-2019
Ujina	UG5	30-09-2018	03-08-2019
Ujina	UG6	04-01-2019	17-07-2019

- Límites de operación para la Zona Norte del SEN:



Es importante destacar que con la reciente entrada en operación de la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico las capacidades de transmisión del SEN desde la Zona Norte hacia la Zona Centro Sur aumentó a 1500 MW, valor que depende del estado de las instalaciones respectivas. En particular los valores de dicha línea de transmisión dependen en gran medida de la incorporación de las CCSS del sistema de 500 kV al norte de S/E Polpaico. Para el caso del sistema de 220 kV existente entre las SS/EE Pan de Azúcar y Nogales, sus limitaciones se activan cuando los flujos por dicho corredor superan el criterio de seguridad N-1 ajustado, situación que no contempla en servicio el automatismo SICT-ZN.

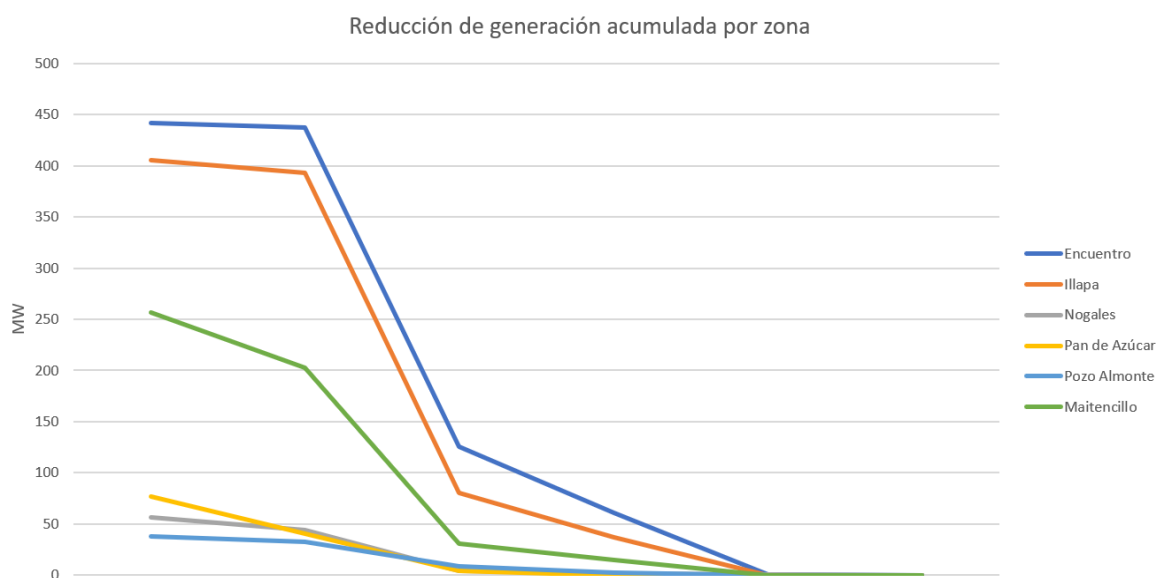
- Niveles de transferencias esperados para la Zona Norte del SEN, previo al inicio del eclipse:



Lo anterior muestra un sistema eléctrico con la Zona Norte Grande y Norte Chico exportadoras con flujos hacia la Zona Centro Sur, con altas transferencias por el corredor entre Pan de Azúcar y Polpaico.

Reducción de generación fotovoltaica zonal:

Sobre la base de los pronósticos de generación fotovoltaica, se puede representar la evolución de su comportamiento para distintas zonas del sistema donde, de acuerdo con las similitudes en los horarios de inicio de la reducción de su inyección de potencia, se aprecian distintos montos y tasas de variación según su ubicación física.

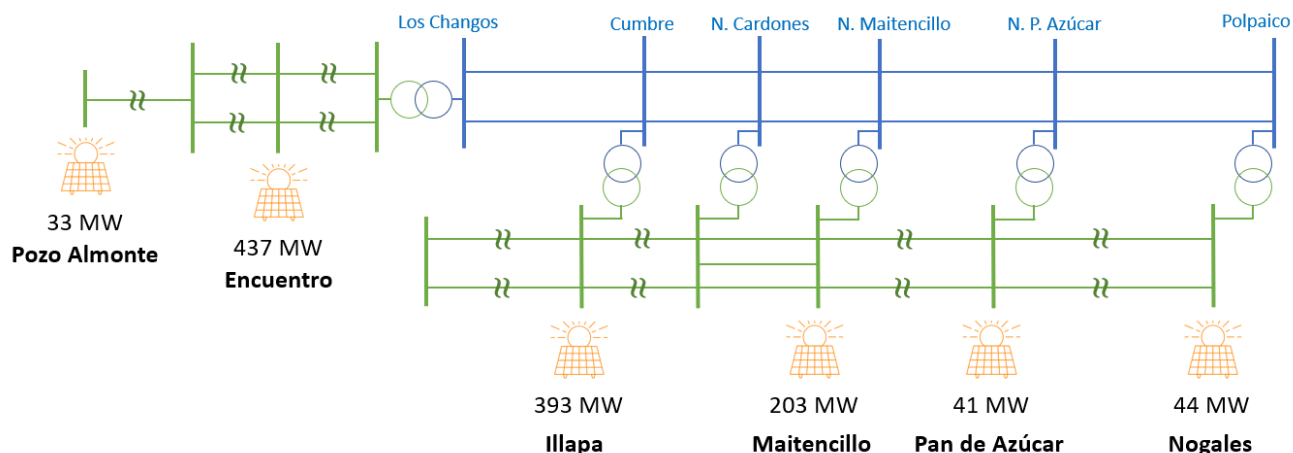


Si bien el grado de oscurecimiento será mayor en la región de Coquimbo, seguido de la región de Copiapó, la tasa de bajada dependerá del valor inicial de generación (valor pre-eclipse), siendo mayor para la generación concentrada en las zonas de Illapa (Diego de Almagro) y Encuentro, seguida de Maitencillo.

Zona	Tasa de bajada [MW/min]
Pozo Almonte	0,40
Encuentro	5,19
Illapa	5,21
Maitencillo	2,87
Pan de Azúcar	0,62
Nogales	0,67

Agrupación de parques según grado de oscurecimiento:

Para efectos de especificar la aplicación de las rampas de bajada en la generación fotovoltaica de cada zona, se efectuó una agrupación para simplificar la distribución de cada parque según el siguiente diagrama



4.2 Casos de estudio y análisis de contingencias

Con la asignación de generación resultante, basada en los pronósticos de generación para un escenario sin nubosidad en los horarios señalados anteriormente, tomando en cuenta los requerimientos de reserva actuales para el CPF y el CSF, se analizó el desempeño del SEN ante la variación de generación producto del eclipse.

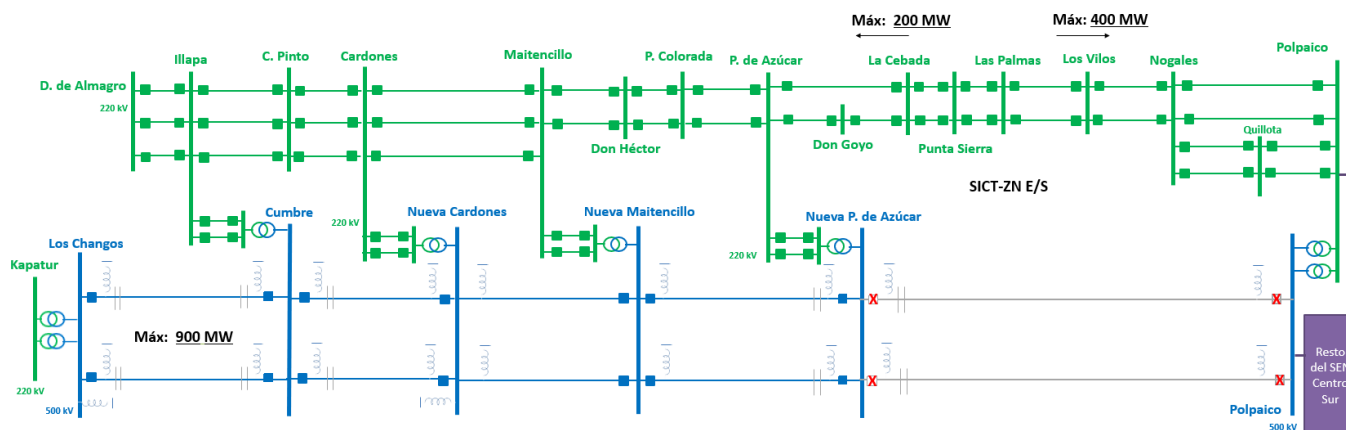
Las variables que están dentro del análisis corresponden a la frecuencia eléctrica, la potencia de turbina de cada una de las centrales que tiene activado su controlador de velocidad, sus ángulos rotóricos, la inyección de potencia de los BESS, la generación de los equivalentes fotovoltaicos, las tensiones en barras de la zona de influencia y las transferencias de potencia en las líneas de transmisión del sistema nacional entre la Zona Norte y Centro Sur.

- Caso base:

Considera un escenario normal esperado, que contempla el sistema de transmisión nacional disponible y en servicio para el corredor de 500 kV entre las SS/EE Los Changos y Charrúa. Este escenario representa la condición habitual de operación para efectos de disponer de la plena capacidad de transmisión que no impone restricciones al intercambio de energía entre la Zona Norte y Centro Sur.

- Caso alternativo:

Considera un escenario extremo donde, al contrario del escenario base, aparecen las mayores restricciones al intercambio de energía entre la Zona Norte y Centro Sur. Este escenario coincide con la condición previa a la entrada en servicio de la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico, con un aumento en la impedancia de vinculación entre ambas zonas, donde los límites de transmisión eran bastante menores.



En dicho escenario alternativo, las limitaciones aparecen en el corredor de 220 kV entre las SS/EE Pan de Azúcar y Nogales, situación que contempla en servicio el automatismo SICT-ZN para flujos en el sentido norte → sur.

- Resultados del desempeño de acuerdo con la actuación de los niveles de reserva:

Ante la reducción anticipada de generación fotovoltaica, de acuerdo con las características del eclipse, el desempeño del sistema no presenta frecuencias anormales, habida cuenta que al CPF se agrega la actuación del CSF y el redespacho de generación para llevar la frecuencia eléctrica a 50 Hz.

Para los escenarios normal esperado y alternativo:

- La frecuencia se mantiene dentro de los rangos aceptables, establecidos en la NTSyCS.
- Tensiones en barras se mantienen en la banda de operación correspondiente a estado normal.
- No se presentan problemas de estabilidad en el sistema.

- Análisis de contingencias:

En el caso del escenario normal esperado durante el desarrollo del eclipse, las transferencias de potencia por el corredor de 500 kV del Norte Chico se reducen respecto al caso previo al eclipse, manteniéndose los flujos desde la Zona Norte en dirección hacia la Zona Centro Sur.

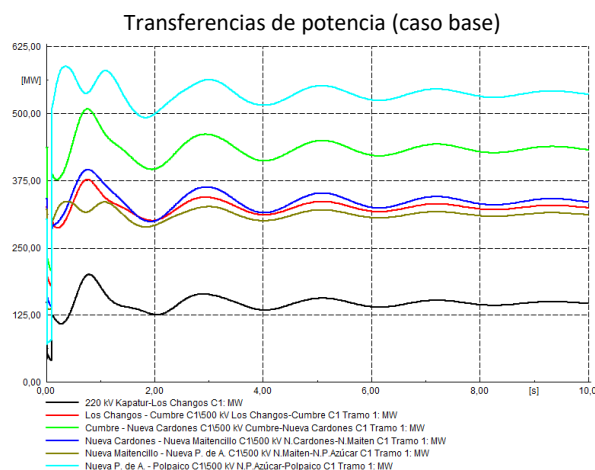
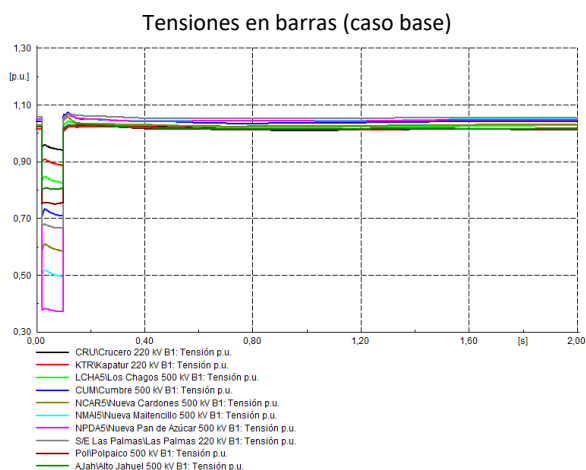
Ante ello, para el instante de mayor reducción de generación fotovoltaica se evaluaron las siguientes contingencias (caso base y caso alternativo):

- Falla franca bifásica a tierra en un circuito de 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico, con 120 ms de despeje.
- Desconexión intempestiva de la central IEM en 375 MW (severidad 5 en la Zona Norte).
- Desconexión intempestiva de la central San Isidro II en 380 MW (severidad 5 en la Zona Centro Sur).

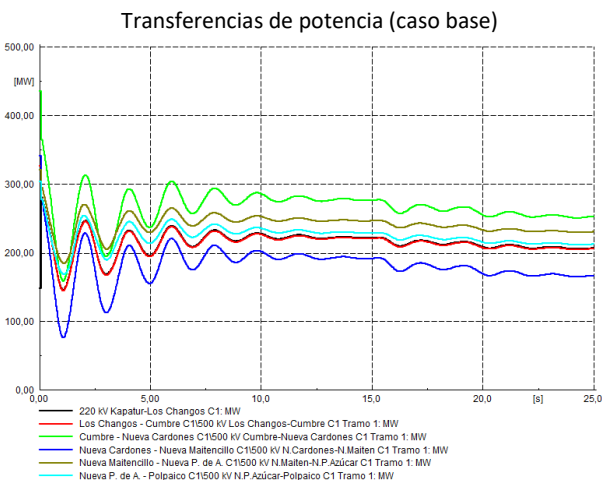
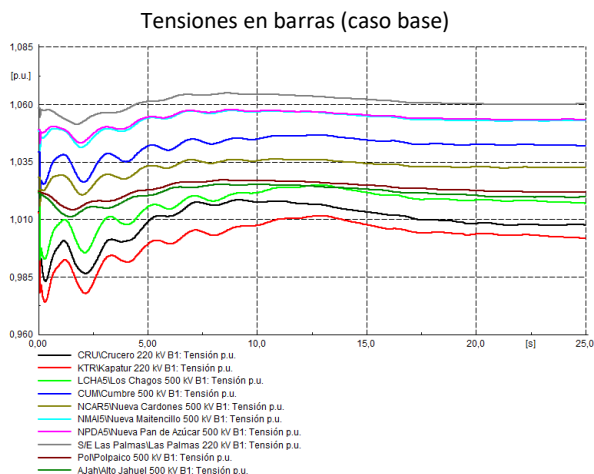
- Resultados de las contingencias:

No se aprecian problemas de estabilidad, siendo satisfactoria la recuperación de las variables de tensión, frecuencia y amortiguamiento del SEN, con un descenso máximo de la frecuencia eléctrica hasta los 49,3 Hz ante severidad 5. Para el caso base, las tensiones en barras y transferencias de potencia resultaron ser las siguientes:

- Falla franca bifásica a tierra en un circuito de 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico, con 120 ms de despeje.

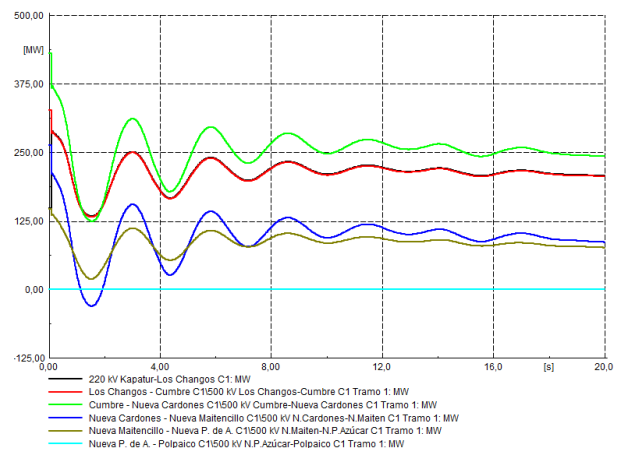
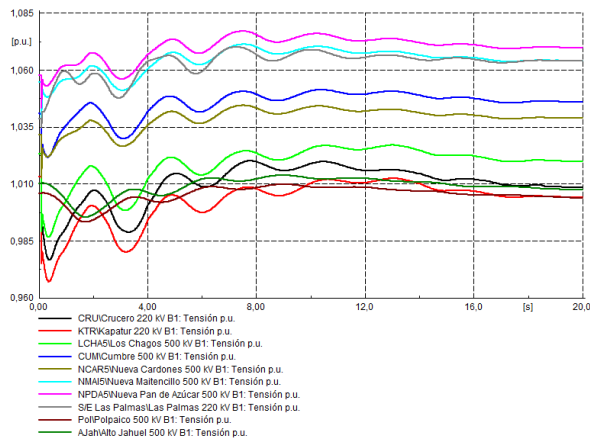


- Desconexión intempestiva de la central IEM en 375 MW (severidad 5 en la Zona Norte).

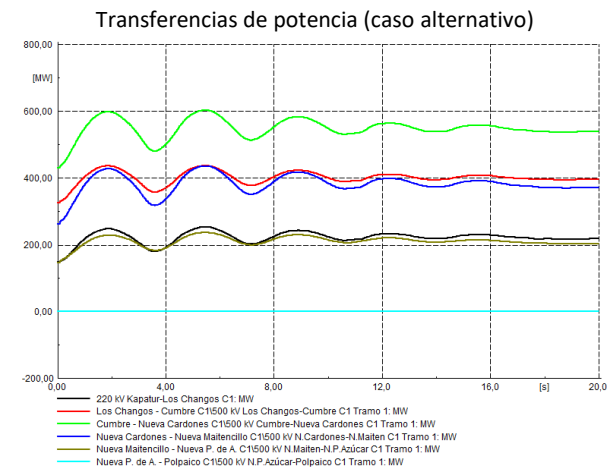
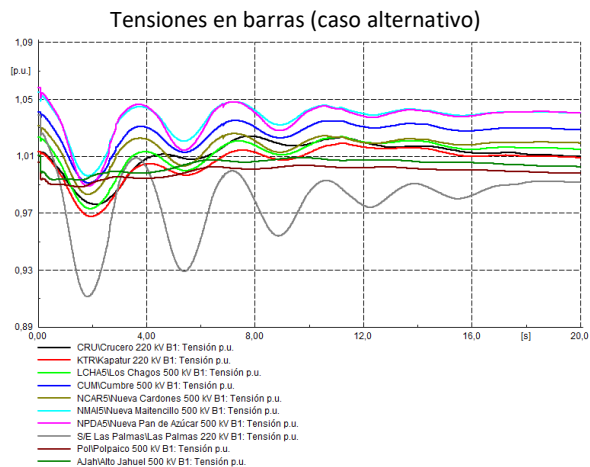
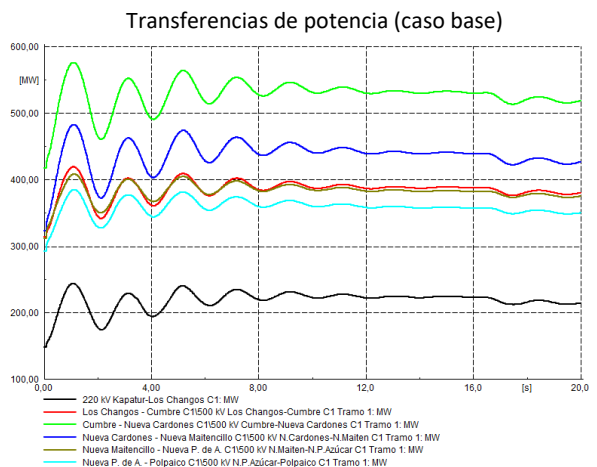
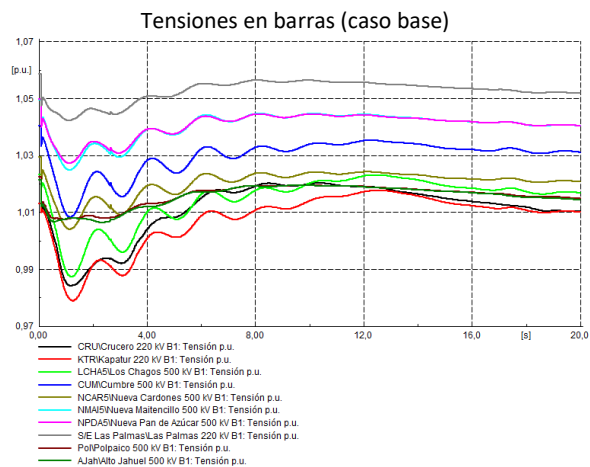


Tensiones en barras (caso alternativo)

Transferencias de potencia (caso alternativo)



- Desconexión intempestiva de la central San Isidro II en 380 MW (severidad 5 en la Zona Centro Sur).



4.3 Conclusiones

De acuerdo con las simulaciones realizadas, el análisis de los resultados obtenidos se resume en lo siguiente:

Con la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico en servicio, se dispone de capacidad de transmisión suficiente para el intercambio de energía entre la Zona Norte y la Zona Centro Sur, toda vez que sea necesaria la toma de carga de centrales no afectadas por la radiación solar para efectos de control la frecuencia eléctrica del sistema.

En dicho escenario, considerado como caso base, no se requiere considerar montos de reserva adicionales a los previstos en el programa de generación habitual para enfrentar el eclipse. Tampoco se visualizan problemas de estabilidad ni limitaciones en el sistema de transmisión.

En caso de alguna falla en la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico, que la deje fuera de servicio para efectos de conectar la Zona Norte y con la Zona Centro Sur, imponiéndole una mayor impedancia de vinculación, aparecen restricciones de transmisión predefinidos (-200/400 MW, sentido norte → sur), similar a los escenarios de operación presentes hasta el mes de mayo de 2019.

El efecto del oscurecimiento provocado por el eclipse en cuanto a su afectación en la generación fotovoltaica representa, respecto de un día habitual sin eclipse, una reducción de generación adicional en torno a 600 MW en el escenario más desfavorable. Este monto de generación será reemplazado de acuerdo al despacho económico, principalmente mediante generación hidráulica.

5 Medidas de mitigación y recomendaciones

Las medidas y recomendaciones que se deberán considerar para el eclipse del día 02 de julio de 2019 contemplan:

- ***Reducción controlada de la generación de parques fotovoltaicos***

En principio, de acuerdo con los resultados de este estudio, no sería necesario reducir controladamente la generación fotovoltaica. No obstante lo anterior, en virtud de los pronósticos finales que se dispongan el día previo y durante el eclipse, y de las condiciones operacionales presentes el mismo día, podría instruirse la disminución preventiva anticipada y controlada de la generación fotovoltaica de manera de minimizar la tasa de reducción de esa generación.

- ***Nivel de reserva disponible en el SEN***

Para la elaboración del programa de generación definitivo del día martes 02 de julio, que se realiza el día anterior, se utilizará la información más precisa respecto de pronósticos de generación ERNC, demanda, disponibilidad de instalaciones de generación y transmisión, etc., para efectos de definir la participación de los recursos para el control de frecuencia. Durante el día del eclipse, en función de la evolución de la operación del sistema, se evaluará adelantar la reserva disponible para el control de frecuencia que se tiene habitualmente cada día previo al atardecer, de manera de cubrir la reducción de la generación solar por efecto del eclipse, manteniendo en todo momento el Error de Control de Área (ACE) cercano a cero.

- ***Disponibilidad de energía hidroeléctrica y térmica a gas para las horas del eclipse***

Si bien los análisis muestran que no es necesario incorporar reservas adicionales a las habitualmente contempladas en el programa de generación, se considerará hacer un uso estratégico del agua embalsada, de manera de mantener reserva suficiente y disponibilidad de generación flexible, para tomar carga ante la reducción de la generación fotovoltaica. De igual manera, se podría disponer de generación térmica a gas.

- ***Limitación de solicitudes de intervención y trabajos en el SEN***

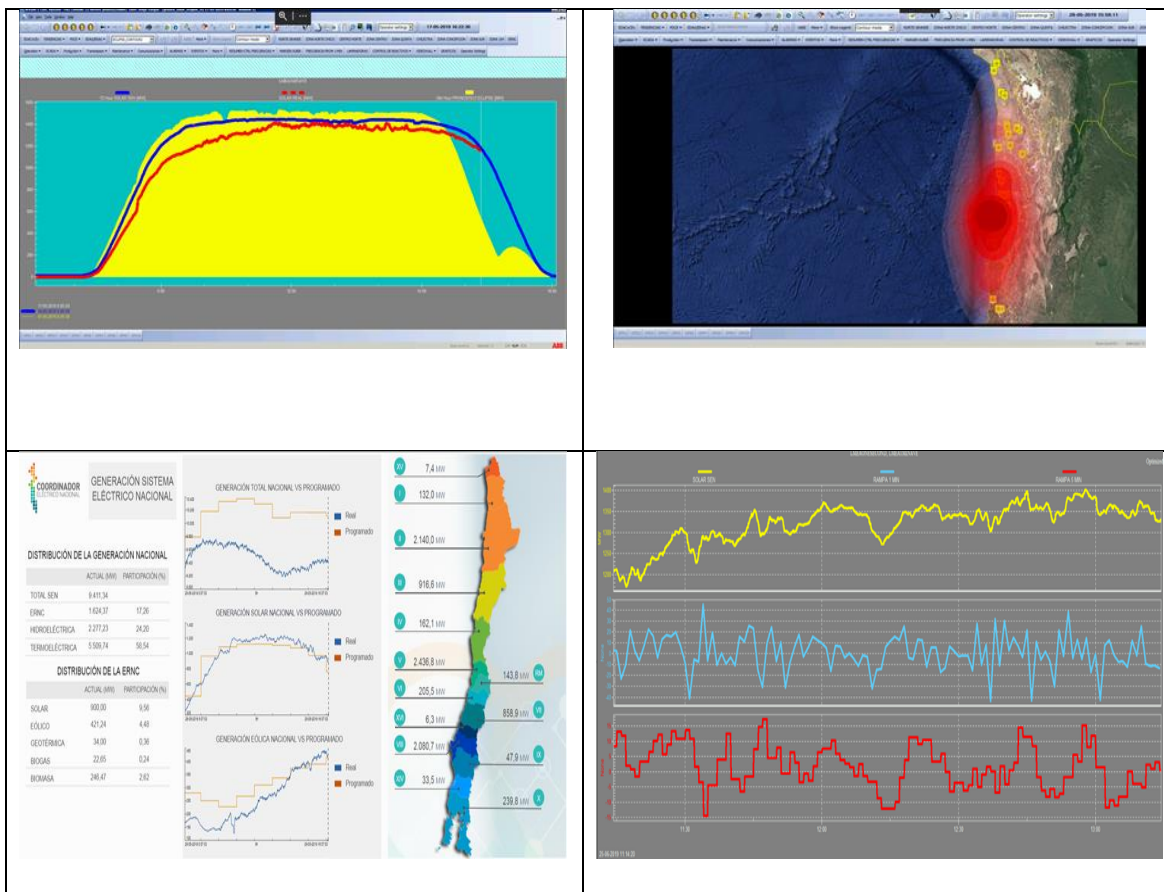
Se limitará la autorización de los permisos programados de desconexiones e intervenciones en el sistema, para efectos de mantener disponibles la mayor cantidad de recursos de generación y transmisión.

- ***Capacitaciones a ingenieros despachadores del Centro de Despacho y Control***

Se realizarán capacitaciones a ingenieros despachadores para efectos que incorporen las características e impacto del eclipse sobre la operación del SEN, aplicaciones de las medidas operacionales requeridas, uso de despliegues especiales, entre otros aspectos, de manera de ejercitar el proceso de toma de decisiones en tiempo real.

- **Desarrollo de despliegues especiales para la visualización y monitoreo del eclipse en el SEN**

Se desarrollaron despliegues especiales para el monitoreo del eclipse que permita al CDC conocer en todo momento el grado de impacto del eclipse sobre la generación fotovoltaica total y su rampa de reducción, valores de irradiancia solar y pronósticos de su evolución. Por ejemplo:



- **Análisis post eclipse**

Se almacenará información obtenida durante el eclipse, correspondiente a irradiancias, demandas de clientes libres y regulados, generación disponible fotovoltaica, velocidad del viento, generación eólica y temperatura ambiente, de manera de obtener conocimiento relacionado con los efectos del eclipse sobre la demanda, la generación eólica, la generación fotovoltaica, de manera de estar mejor preparados para futuros eventos de este tipo que se presenten en un sistema con mayor penetración de energía renovable no gestionable.