

Ciudad de México, 4 de septiembre de 2019

Versión estenográfica de la Conferencia Técnica Informativa de Especialistas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), sobre la tormenta *Fernand*, llevada a cabo hoy por la tarde.

Lic. Luis Bravo Navarro: Muy buenas tardes a todos los compañeros de la prensa.

Muchísimas gracias por su presencia, por aceptar la invitación a esta conferencia de prensa, que obedece a la intención de explicar los distintos eventos que se han presentado en algunos puntos de la República, como es el caso de Baja California Norte y Sur y algunos otros puntos de la República Mexicana, de manera que hemos convocado a los especialistas, al director de Distribución, al ingeniero Guillermo Nevárez Elizondo y al ingeniero Carlos Morales Mar, director de Operaciones, encargado de la generación que es parte del diagnóstico que nos va a presentar.

Es una conferencia de carácter técnico en la que la intención es, por eso le pediré a los señores ingenieros que nos hable en el lenguaje de los terrícolas, porque su lenguaje es muy sofisticado, entonces entender un poco qué es lo que está pasando.

Pero también aprovechar que estamos recibiendo reportes en relación a la tormenta tropical *Fernand* y platicarles un poquito también cómo se prepara la CFE en las medidas preventivas que hemos estado tomando.

Ingeniero Guillermo Nevárez, muy buenas tardes, le cedo la palabra.

Ing. Guillermo Nevárez Elizondo: Muchas gracias.

Muy buenas tardes a todos, mucho gusto en saludarlos.

Pues, bueno, atendiendo la convocatoria del señor Luis Bravo para platicar con ustedes un ratito.

Comentarles de entrada, me decía el director de Comunicación Social que les platicara el tema de la tormenta que ahorita estamos atendiendo del lado de Tamaulipas, como es de su conocimiento, la tormenta *Fernand* está tocando tierra ahorita, hace unos minutos, a las 13 horas con una velocidad de 80 kilómetros por horas y ahí en el diagrama que presentamos en la pantalla, podemos ver cómo la trayectoria que sigue es ahí hacia el lado de Abasolo, Tamaulipas, entre San Fernando y Soto La Marina.

Al momento, hemos desplegado ahí al orden de 480 compañeros electricistas de las diferentes especialidades, 300 equipos de transporte para los grupos de trabajo, 100 grúas y estamos trabajando ahí con las plantas de emergencia que en un momento dado se pudieran requerir, sobre todo para temas de hospitales, equipos de comunicación.



Comisión

Coordinación de Comunicación Corporativa

Al momento es una tormenta que activamos el COE, el COE es el Centro de Operación de Emergencias, con lo que ya les comento, pero hasta ahorita pinta bien. Esta es la trayectoria de la tormenta y básicamente esperaremos durante el día de hoy vientos sobre los 100, 118 kilómetros por hora y la forma en que se va internando hasta llegar a la Sierra Madre Oriental tendremos mucho cuidado en el regreso del agua de esa tormenta para que los ríos, arroyos y demás afluentes, de regreso hacia el mar no nos provoquen algún tema de riesgo en las poblaciones y en el suministro eléctrico.

Ahí, algunas imágenes del Centro de Operación de Emergencias, activado desde ayer, en contacto permanente con el CENAPRED, con Protección Civil y con la gente de SEDENA que coordina los temas de riesgo, ahí es un equipo que trabaja 24 horas y estaremos permanentemente informándoles.

Hasta ahorita, ha habido solamente fallas menores, que le han afectado a 7 mil clientes, de los cuales el 80 por ciento se restablecen, son fallas menores, a lo mejor alguna rama o alguna descarga atmosférica, entonces esperemos que esta tormenta nos dé la posibilidad de atender a nuestros clientes de manera correcta.

Sería el comentario, señor.

No tenemos riesgos para la población, estaremos en contacto. Y bueno, los riesgos luego los reporta directamente el CENAPRED, pero desde el punto de vista eléctrico desplegamos todos los equipos para cualquier situación corregirla de inmediato.

Lic. Luis Bravo Navarro: Gracias, ingeniero Álvarez.

Como lo hemos comentado, el ingeniero Carlos Morales Mar tiene preparada esta presentación, nos explicarán qué es lo que ha acontecido con estos eventos.

Adelante, ingeniero.

Ing. Carlos Andrés Morales Mar: Muy bien. Si comenzamos, por favor.

La Comisión Federal de Electricidad tiene la información hacia ustedes de lo que ha estado sucediendo con la afectación hacia los usuarios en la Baja California, tanto la Sur, como la Central, como la Norte.

La Baja California, la Península de Baja California está compuesto por tres regiones aisladas, una en la parte que está en la parte superior, que es la Región 7, este sistema no llega a interconectarse con el que está en el centro, que es la parte de Guerrero Negro, de Vizcaíno, de Santa Rosalía, y solamente se compone por lo que viene siendo la zona valle y la zona costa, donde está Mexicali, donde está Tijuana, Tecate, donde está todo lo que es la parte de Rosarito, hasta Ensenada, y un poco más abajo para otro tipo de servicios.

Sin embargo, esta zona cuenta con la posibilidad de interconectarse con Estados Unidos, no de ahorita, tiene muchos años que se hace eso, esa interconexión.

cfe.mx

 [@CFEmx](https://twitter.com/CFEmx)

 [@CFE_Contigo](https://twitter.com/CFE_Contigo)



En Baja California Norte, esta es la curva de lo que es la demanda, lo que está en gris es del 2007 y la que está completa en negro viene siendo, es azul aquí en mi presentación, pero es la parte donde se ha tenido la demanda máxima de este año, en la roja, que fue de 2 mil 843 megawatts de demanda máxima instantánea.

Y esta demanda se cruza con lo que es a reserva operativa. La reserva operativa es la línea que viene punteada en amarillo, cuya escala se encuentra en la parte derecha, del margen derecho, y esa escala nos señala que la reserva operativa debe ser de 6 por ciento. Entonces, con las líneas punteadas venimos señalando lo que pasa realmente en el sistema.

La máxima confiabilidad que le podemos dar al sistema debe de traducirse en una máxima confiabilidad en el servicio, y en la calidad que se le debe de entregar a nuestros usuarios.

Entonces, ahí se ve que la demanda máxima, como se debía yendo el día 2 de septiembre, se vino dando con una reserva operativa sobre el 15 por ciento.

Esa reserva operativa la pueden ver debajo de lo que es la gráfica de pay. En esa gráfica vimos que hay una reserva de capacidad de 458 megawatts.

En la parte superior, vemos que dice: "Disponibilidad en enlace de importación". En ese momento estaba en 80 megawatts.

Cuando súbitamente tenemos que, por la salida de operación de un ciclo combinado, el que se llama "ciclo combinado de Mexicali", vino una falla técnica de las unidades de generación de este ciclo combinado y pues hay que destacar que no es una planta que tenga destinada toda la generación y sea de Comisión Federal, sino que más bien tiene un permiso como empresa particular y en este caso es InterGen.

InterGen es la empresa que tiene esta generación, por lo tanto, no es operada ni mantenida por nosotros, por Comisión Federal. Lo que sucede es que esta empresa la maneja y tuvo una falla en el recuperador de calor, tuvo una fuga en el recuperador de calor y salieron simultáneamente dos unidades, lo que viene siendo dos unidades de las turbogas más la de vapor.

Entonces, así el ciclo combinado llegó a una falla de 580 megawatts instantáneos, también.

Si teníamos 458 megawatts de reserva, pues ahí lo pueden ver ustedes que instantáneamente se la comió. Y entonces nos quedamos bajo las instrucciones del CENACE; el CENACE instrucción a Distribución y se hacen unos tiros de carga seleccionados, de manera rotativa, cuya expresión final en la atención de estos usuarios es la no afectación de los hospitales, del bombeo municipal y otros centros que no debemos de quitarle nosotros la energía.

Lo podrá explicar, todavía un poquito más amplio, en este caso tiene la información el ingeniero Nevárez.



Ing. Guillermo Nevárez Elizondo: Sí, muchas gracias. Bueno, bien señalado por el Director de Operación, el tema.

Ante la pérdida de generación que ya explicó de manera clara el ingeniero Morales, de 580 megawatts de los dos mil 600 que en esa hora se presentaban en el sistema aislado de Baja California, fue necesario recibir instrucciones del Centro Nacional de Control de Energía, para que controláramos carga en un orden de 300 mil clientes, del millón casi 400 mil clientes que tenemos en ese estado de Baja California, lo cual representa precisamente un 22 por ciento de los clientes que tuvimos que afectar con un fin técnico específico y muy importante: estabilizar el sistema eléctrico del estado, y no permitir que por alguna otra contingencia sobre la misma que ya estaba presente pudiéramos perder el sistema completo y después perder mucho más tiempo en levantarlo.

Entonces, afectamos, de entrada, un 22 por ciento de los clientes, 300 mil de un millón 300. Insisto, a las 18:30 horas. A las 19:30 ya habíamos restablecido el 50 por ciento de los mismos, y a las 20:30 estábamos prácticamente rotando carga -ahorita explico qué es eso- precisamente a 70 mil clientes hasta las 11 de la noche en que se restableció la capacidad de generación y se utilizó, desde el principio, por eso fue que en una hora pudimos regresar el 50 por ciento de los clientes el incremento de energía disponible del enlace con California.

En cuanto perdemos la máquina hacemos la gestión inmediata, empezamos a importar energía y vamos estableciendo el servicio. Entonces, realmente el total de clientes que comento se afectó durante una hora y luego fuimos rotando carga.

Rotar carga es ir cada 30 minutos sacando unos clientes y metiendo otros. Ese es un tema que le llamamos de rotar carga, para que la gente no tenga más de 30 minutos sin servicio.

Para ello vale la pena señalar que tenemos un sistema automatizado de control que permite precisamente ir haciendo ese movimiento de forma manual, sin arriesgar el sistema eléctrico.

Sería el comentario en cuanto al tiro de carga, una maniobra coordinada con el CENACE, para poder asegurar la estabilidad, y que ante la pérdida súbita de generación, reitero, no perdamos la frecuencia, lo cual nos podría afectar la velocidad de las máquinas, y poder en un momento dado perder más generación.

Sería el comentario en cuanto al tiro de carga.

Carlos Morales Mar: Posteriormente podemos platicar también de lo que es la parte baja de la Baja California. El estado de Baja California Sur está compuesto por dos pequeños sistemas aislados, como les había platicado en la parte norte de ese estado y la parte centro de toda la península, está un pequeño sistema que lo componen la ciudad de Santa Rosalía, de Mulegé, de Vizcaíno y Guerrero Negro. Entonces, ahí hay generación instalada, y también hay una geotermia, que puede dar el servicio.



Sin embargo, toda la parte sur, lo que son Los Cabos, La Paz, Constitución, desde Loreto hasta Los Cabos, es lo que forma parte de un sistema aislado que tiene por necesidad, no tiene ningún enlace con ningún otra generación remota para poder compensar.

Entonces, todo depende de cómo están los enlaces en ese momento, cómo está la generación, cómo están las máquinas, cómo está comportándose lo que es la parte de la demanda.

Ahí tuvimos la demanda máxima de 550 megawatts; pero si ustedes ven la línea roja esa demanda subió un 12 por ciento con respecto al año pasado.

Eso demuestra un crecimiento excepcional de un área que está desarrollándose, que sigue teniendo y entrando cargas que, en este mes de agosto, donde la ocupación que tenían todos los hoteles, pues era a su máximo, pues se nota dentro de lo que es este tipo de demanda, que no fue realmente una sorpresa, pero sí se tuvo que llegar a operar por debajo del margen operativo del seis por ciento.

Si lo ven, ahí está la línea roja punteada, como les decía, es relacionado con la escala que está del lado derecho y se ve que los puntos ahí estábamos operando por debajo del margen operativo, eso quiere decir, en estado de emergencia.

Bueno, tenemos la capacidad de la Baja California Sur son 708 mega watts los que tenemos instalados y en ese momento de la demanda máxima teníamos, bueno ahorita estamos hablando del 2 de septiembre, esta demanda máxima allá ocurrió sobre el 24 de junio.

Disponible, tendríamos 551 megawatts. ¿Por qué esa disponibilidad teniendo 708 megawatts instalados?

Esas máquinas, sobre todo la que está instalada en San Carlos, ahí cerca de Constitución, de Ciudad Constitución, estas son máquinas que están instaladas desde hace unos 30 años, más o menos y lo que es Punta Prieta, está encima de La Paz, esa planta, es una planta de vapor convencional. Esa tiene también tiene cerca de 40 años ya de estar trabajando.

Entonces ¿cómo nos dejaron estas unidades generadoras? Pues, con un fuerte rezago en lo que eran sus mantenimientos preventivos, los mantenimientos que deberían de tener en cuanto a mantener esas máquinas en un estado operativo, normal.

Sin embargo, como las reservas operativas ahí son bajas, debido a que la demanda fue muy fuerte, subió un 12 por ciento como les decía, pues estas máquinas no les permitían salir a mantenimiento, porque estamos en plena demanda máxima, entonces tenemos que cumplir con el compromiso que tenemos de darle a nuestros clientes la energía, pues con confiabilidad, con calidad y sobre todo con continuidad.

Entonces, ahí teníamos disponible 550 y el margen de reserva era del 14 por ciento, el 2 de septiembre. Ahí no sucedió nada, a pesar de tener 157 mega watts en lo que



viene siendo en falla, en decremento y en mantenimiento, es de observar que hay mantenimientos que se prolongaron durante el verano, porque eran unidades generadoras que tenían más de un año paradas, estaban fuera de servicio.

Y teníamos algunas unidades generadoras que recuperamos para este verano de las que se llevaron para atender el "Odile", cuando estuvo hace unos cuatro años más o menos fue eso.

Y cuando llegaron las máquinas generadoras y sirvieron para lo que tenían, para lo que son las máquina de emergencia, ahí se quedaron, pero sin estar conectadas.

Entonces, lo que hicimos fue recuperarlas, darles mantenimiento y ponerlas en servicio. Solo con eso podemos mantener el 14, 15 por ciento de reserva operativa y esperamos que ninguna condición anormal en el sistema nos pueda afectar ese 14 por ciento y poder estar sin las condiciones de como lo llaman ahora mucha gente que se le va su circuito en su casa y ya le dice que hay apagón, ¿verdad?

Entonces, no son apagones, son en algunos casos medidas que se toman, como la platicó el ingeniero Nevárez y en algunos casos hay una falla, pero son pequeñas fallas en circuitos.

Y yo les ponía el ejemplo de que también en Nueva York suceden ese tipo de cosas, de repente se salió la mitad de Nueva York, toda la parte norte de lo que es Nueva York hay fuera de servicio, de lo que es Manhattan.

Claro, se tardaron seis horas en restablecer, aquí como lo dijo el ingeniero Nevárez, a la hora ya estaba el 50 por ciento restablecido.

Entonces, ese tipo de fallas se pueden dar, se van a seguir dando, pero no significan un corte de servicio a la gente por medida de apagón.

Entonces, ratificamos lo que alguna vez les hemos dicho aquí en diferentes ocasiones, apagones no hay. Si lo pueden ver ustedes en la siguiente lámina, volveremos a hablar de la Península de Yucatán, donde en la Península de Yucatán tiene también, como en el caso de Mexicali, tres productores externos, pero en este caso son mayoría.

Vemos que en Yucatán la demanda máxima instantánea; perdón, este es el interconectado nacional, donde pueden ver ustedes que afortunadamente pudimos contar con una recuperación de capacidad de generación que estaba entre la falla y el decremento y son como 5 mil 500 megawatts que recuperamos a esta fecha.

Y pueden darse cuenta que la línea azul, donde la demanda ya empieza a reducirse de manera del interconectado, el interconectado es todo lo que está separado de la Península de la Baja California. Entonces, incluyendo lo que es la peninsular

Entonces, se puede ver que la línea azul que tenemos nosotros punteada otra vez con la referencia de la escala derecha, ya no tocamos ni la demanda máxima que fue de 47 mil megawatts y ninguna vez pasamos por debajo de la reserva operativa.



O sea, en el interconectado nacional no ha habido apagones. Quizá haya habido alguna falla, como las que relatábamos, pero el sistema está estable, el sistema está entregando energía a todos sus clientes en el interconectado nacional, sin mayor problema.

Ahora sí, estamos hablando de la península de Yucatán. Ahí tenemos una capacidad total de tres mil 367 megawatts, cuando nuestra demanda es de dos mil 220. Quiere decir que tenemos un buen margen de reserva, y el 24 de junio fue esa máxima de dos mil 220.

La capacidad disponible en ese momento de mil 586, pero contamos con un enlace de transmisión.

La península de Yucatán tiene dos líneas de transmisión de 400 kvs, y tiene también otras dos líneas por el lado de dos 30.

Las medidas que se han tomado allá ha sido, primero, limpiar totalmente la brecha porque la causa que fue en marzo y en abril, fue por quema de la caña o por matorrales que estaban debajo de la línea y eso ya se rasuró completamente.

Entonces, y no solamente lo que es Yucatán, Campeche, sino hasta Tabasco tuvimos que llegar para poder evitar que cualquier afectación significara la salida de carga en la península de Yucatán, incluyendo Quintana Roo.

Entonces, eso se está reforzando.

Podemos ver que la demanda máxima la hemos atendido bien. No ha habido una situación de problemas. Vean ustedes que no se ha bajado, bueno, esto sigue siendo otra vez la demanda máxima del nacional, del interconectado –eso está mal-.

Capacidad de generación en la península de Yucatán, tenemos que por el enlace, la capacidad de la líneas de transmisión son de mil 200 megawatts que trae Generación Remota a esa península, y teníamos disponibles 3 mil 142 de 3 mil 389. Entonces, podíamos estar hablando de que ahí se está, a pesar de la demanda del día 2 de septiembre de dos mil 47, la reserva de capacidad anda sobre el 35 por ciento, o sea mil 95 megawatts.

Entonces, todo el detalle también se puede ver, se puede informar, porque lo importante es darles a ustedes a conocer lo que está sucediendo realmente en el sistema, y eso nos da pie a hacer lo que son las estrategias para que no suceda nada el próximo verano y los que siguen.

Entonces, es la atención completa, y es lo que tenemos de información para ustedes.

Muchas gracias.

Lic. Luis Bravo Navarro: Yo les pediría, ingeniero Nevárez, que nos explique qué es Estado de Emergencia, porque ese es un término técnico. En días pasados o meses atrás se había dicho que hubo Estado de Emergencia, y entonces se hizo un



escándalo. Es un término técnico que nos podrías explicar, por favor, ingeniero Nevárez.

Ing. Guillermo Nevárez Elizondo: Sí, con mucho gusto. Estado de Emergencia es un término que utilizamos dentro de la operación del sistema eléctrico nacional para alertar, y vamos a decirlo así en coloquial, para parar antenas y estar todos, cada quien en su cancha atentos y disponibles para que en el momento que se requiera alguna actividad la podamos desplegar dentro de lo que ya está escrito como actividades para prevenir contingencias.

Ahorita al inicio de la plática les comentaba que el día de ayer, un día antes de que llegara la tormenta *Fernand* activamos el Centro de Operación de Emergencia. Es lo mismo. En el Estado de Emergencia de la Red lo que establecemos es ahí el protocolo de atención personalizada para que cada quien esté en su lugar y podamos responder en tiempo real.

Vale la pena comentarlo, porque del total de alertas o de estados de emergencia que ha declarado el CENACE durante este año solamente ha habido que actuar en ellos en el cinco por ciento de los casos. O sea, se activa un Estado de Emergencia con ese fin de que la gente estamos disponibles de inmediato para atenderlo con prontitud.

Y, por otro lado, desde el punto de vista del mercado de energía también determinamos el Estado de Emergencia para que lo que se requiriese de energía eléctrica en un momento dado no se vaya a los costos locos del mercado que pudieran provocarse con algún tipo de especulación.

Entonces tiene dos fines Estado de Emergencia para que estés atento y pendientes. Número dos, para que el Estado de Emergencia sobre el mercado eléctrico permita que tengamos los mejores costos de energía para nuestros clientes.

Sería el comentario.

Lic. Luis Bravo Navarro: Muy bien.

Si quieren damos inicio a las preguntas, no sé si haya alguna pregunta en relación a este tema desde luego.

Pregunta: Buenas tardes. Edgar Sir de Expansión. Me gustaría saber, no entendí muy bien, qué demos entender o qué se entiende, más bien, por apagones. Entiendo para la gente es muy fácil ver que se le va la luz en su cuadra llamar eso, y generalmente es una forma coloquial, pero para entender muy bien el término técnico, y entender qué es lo que pasa cuando sí se va la luz generalmente.

En cuanto a las alertas que ha lanzado el mercado cómo vamos respecto al año pasado, es decir, y respecto a hace dos años. La comparación de cuántas se han activado hasta ahora de lo que ya se ha hecho, y también entender si ya hay también una comparación de los costos que esto ha generado para pérdidas técnicas justamente para la Comisión...



Sigue 9ª. Parte
Inicia 09ª Parte

...se ha hecho y también entender si ya hay también una comparación de los costos que esto ha generado para pérdidas técnicas, justamente para la Comisión. Otra es comparada para este año con el año pasado y el antepasado para tener un rango de comparación.

Ing. Guillermo Nevárez Elizondo: Ahí, en la definición de apagón contra falta de servicio, yo creo que tiene usted razón en el sentido estricto de definir, pues que es lo mismo. Si a alguien se nos va la energía eléctrica, pues es un apagón.

Lo que el ingeniero Morales explicaba es que en términos de capacidad de generación y del sistema no hay la posibilidad de que podamos temer que se presente un apagón masivo por falta de energía para distribuir o transmitir en el sistema eléctrico de la CFE.

Si se nos va la luz en cualquier lugar en el que estemos, pues es un apagón y yo lo que explicaba ahorita es que la alerta, la atención de contingencias y el Programa de Trabajo está hecho para que en el menor tiempo posible lo restablezcamos y por eso lo relacionaba.

Baja California un millón casi 400 mil usuarios, falla en el suministro eléctrico 300 mil y el tiempo de respuesta en la forma más expedita, porque no hay falta de capacidad, solamente reorganizar el sistema, número uno.

Número dos, lo que comenta de las alertas activadas. Básicamente de los 44 millones de clientes y de los 47 mil megawatts que tenemos como demanda en el sistema, prácticamente hemos tenido la necesidad de generar alertas en Península de Yucatán y lo explicábamos desde la ocasión anterior por tema de quemas de caña, que hubo que atender y estar pendientes, trabajar con la gente de medio ambiente, cortar, ya no permitir que se siembre bajo de las líneas de transmisión, que luego es un tema social ahí complicado.

No se volvió a presentar ninguna otra alerta desde mayo de este año, las atendimos, quedaron resueltas. No hay más tema.

En el lado de Baja California, por lo que ya explicamos ahorita y en la Baja California Sur por lo del incremento súbito de demanda, de ese 14 por ciento que prácticamente era la demanda operativa y donde la diferencia es muy importante respecto a los demás.

La Baja California tenemos clientes al orden de 311 mil clientes en todo lo que viene siendo la Baja California Sur, donde el 90 por ciento de ellos están en el área de Cabos y La Paz, el resto, Loreto, Mulegé, son pequeñas poblaciones, pero donde la necesidad de establecer alertas fueron en función más o menos de 20, 30, megawatts, en el orden de 25 mil clientes en cada una de esas alertas y con tiempos de restablecimientos en menos de 60 minutos, en la mayoría de los casos.



Las alertas y las interrupciones no afectan a la CFE desde el punto de vista de la pérdida técnica. Comentar con un término técnico, que la pérdida técnica se da básicamente por la conducción de la energía a través de los cables y por la transformación de los diferentes voltajes con los que usamos en México; si hablamos de transmisión 440 mil volts, 230 mil volts; si hablamos de distribución 115, bueno, 138 mil, 85 mil aquí en la ciudad y 69 mil en algunas líneas por allá de la frontera.

Entonces, la pérdida técnica no se ve afectada por esto, la pérdida técnica en México anda del orden del 4.5 por ciento, dentro perfectamente bien, dentro de los estándares internacionales, que están reconocidos por la OCDE y en cualquier parte del mundo.

La pérdida técnica en un transformador, por ejemplo, es dos, 2.4 por ciento y es por calor y por devanado de cobre sobre los núcleos de acero.

Entonces, no le afecta.

No sé si le contesté, Edgar.

Gracias.

Ing. Carlos Andrés Morales Mar: Yo solamente quería abundar sobre el término “apagón”.

El término de apagón es un colapso del sistema, es donde toda una nación como, por ejemplo, Argentina, tuvo un apagón completo de todo lo que es la Argentina, entonces ese sí es un colapso total de toda la generación de todas las líneas de transmisión y todas las redes de distribución.

Entonces, ese es el término que pudiera decirse de forma técnica, pero se usa coloquialmente en decir cuando hay esa falla en tu circuito.

Por eso cuando lo reportas al 071 te dicen: “¿Su vecino tiene energía?, ¿enfrente hay energía?”, y si las cosas están así de que se salió esa parte, los del 071 están identificando rápidamente con ese tipo de llamadas qué zona es la que está fuera de servicio, aparte que la medición también nos dice eso.

Muchas gracias.

Pregunta: O sea, los de mi casa es apagoncito.

Lic. Luis Bravo Navarro: Apagoncitos.

Adelante.

Pregunta: Hola, buenas tardes. Diana Gante, de Reforma.

En el análisis que nos están haciendo, particularmente de la región de Baja California, o sea, si están hablando de los puntos críticos, las demandas, las reservas



operativas, pero ¿Es cierto que en marzo el CENACE solicitó la compra de potencia para esta región, justamente para enfrentar las condiciones de contingencia? Incluso la CRE ha otorgado ciertos permisos para generaciones de plantas móviles en la zona, ¿no?

Realmente ya no está esta contingencia operativa para la cual CENACE solicitó compra de energía y de potencia, que de hecho es hasta el mes de septiembre, y cuál es la situación que va a enfrentar o está enfrentando ahorita la zona, digamos que ya se pasó ese lapso, esa curva que se tenía por el CENACE.

Y aprovecho un poquito, no sé si me vayan a preguntar, quería preguntar sobre el tema de gasoductos y saber si la CFE ha pagado o más bien no ha pagado, recibido algún reembolso por los montos que tenían en disputa o ha tenido que pagar alguna penalización por las cláusulas de fuerza mayor que se estaban como buscando renegociar con las empresas

Creo que sería todo. Muchas gracias.

Lic. Luis Bravo Navarro: Bien, con respecto al tema de gasoductos, se informará más adelante, fue un rotundo éxito el tema de los gasoductos, ya lo ha dicho el propio Presidente, se llegaron a acuerdos que se explicarán en la próxima semana, estaremos llevando a cabo una rueda de prensa con el Director General de CFE y, desde luego, con el Director de CFE Energía para hablar, precisamente, de esos temas de manera muy puntual.

Pero bueno, creo es un gran acuerdo que beneficia no solamente a CFE, sino a México.

¿La otra era?

Ing. Carlos Andrés Morales Mar: La demanda.

Lic. Luis Bravo Navarro: Sobre la demanda y el enlace, yo les puedo dar cierta información acerca de esto.

Cuando veíamos en la presentación que el enlace en ese momento traía 80 megawatts, realmente como convenio con Estados Unidos en esa parte de California, se pueden pasar sobre 400 megawatts, 408 es lo que está en convenio.

Pero, cuando hay una declaración de emergencia, el mercado desaparece, o sea, no hay costos, no hay nada que sea referencia más que atender lo que es la confiabilidad del sistema.

Entonces, sí ahí hay que tener muy claro que lo importante es la atención de los usuarios y que las situaciones de mercado ya no marcan el precio marginal local ni cosa por el estilo.

Entonces, si queda de esa manera contestada su pregunta.



Ing. Guillermo Nevárez Elizondo: Un poquito complementando bien, muy buena su pregunta en el sentido de, inclusive, cómo lo frasea de que el CENACE temía, aquí y en marzo. La demanda máxima es ahorita, prácticamente, en el área de Baja California la demanda máxima va desfasada de la del resto del país que es en junio y la de Baja California es ahorita, que estará por salir, yo creo que a finales de esta semana, ya con los frentes fríos y demás.

Pero, más que temer el CENACE, en coordinación con la CFE, y en estricto seguimiento a la planeación y al comportamiento del mercado eléctrico, de la demanda de nuestros clientes, lo que hacemos es ir estableciendo pronósticos y previendo que dispongamos en el tiempo oportuno, la capacidad adecuada.

Por eso desde marzo empezamos, comentamos con la CRE, establecemos los contratos con California, con una entidad allá que es equivalente al CENACE, que se llama CAISO, para que a nivel de importación y, mover máquinas en caso necesario, sobre todo en lo que es Mexicali y Tijuana, para que si se llegase a requerir la adquisición de energía, una planta no se puede mover en menos de 30 días, entonces vamos previendo con ese modelo de planeación muy bien desarrollado, para que siempre estemos preparados y antes de que se llegara a presentar una emergencia. Yo creo que sí le contesto, Diana, ¿no? Muchas gracias.

Lic. Luis Bravo Navarro: Muy bien. ¿Hay alguna otra pregunta?

Aquí.

Pregunta: Gracias. Adrián Arias de El Herald de México. Quisiera saber cuántos episodios, por llamarlos de alguna forma apagones, dicen ustedes que no son apagones, pero bueno, por llamarlos apagones o interrupción de servicio, cuántos han registrado en lo que va de este año y si tendrán el dato de cuántas personas han sido afectadas. Si ya tienen esa medición y una duración promedio, si es que la hay. Gracias. Y en dónde, si se puede saber, también.

Ing. Guillermo Nevárez Elizondo: Sí, señor. Con mucho gusto.

Bueno, en el tema de interrupción, apagones, insisto, podemos entender si creemos que es lo mismo, sí es. Tenemos el control, minuto a minuto, a través del 071 que ahorita comentábamos, que todos ustedes probablemente lo conozcan, recibimos de nuestros clientes, en un momento dado lo que son interrupciones, como que entre individuales o pequeños sectores.

El resto lo determinamos nosotros mismos a través del automatismo de la red. Si sale un ramal, que viene siendo a lo mejor una colonia o dos; si sale un circuito que puede ser un sector más importante, digamos, una quinta parte de la Condesa, por poner un ejemplo, y demás, ya ahí tenemos establecido el tiempo desde que dispara hasta que lo restablecemos y por qué.

Entonces, dentro de los estándares de medición de las interrupciones, también, generalmente aceptadas, tenemos ahí algunos indicadores, en este caso el **SIDY**, el **SIFY**, que son términos así, muy coloquiales nuestros, pero que nos dejan como el



tiempo de restablecimiento máximo de una interrupción debe ser de 30 minutos, por ejemplo, si es un sector grande y dependiendo de si fue un choque, una descarga atmosférica, una rama sobre la línea o alguien otro fenómeno, incluyendo, por supuesto, una falla del equipo, pueda ser aislador o pueda ser cable o puede ser otro tema.

Sí tenemos ahí, Adrián, el control diario, minuto a minuto de lo que pasa en la red, y lo atendemos, en la mayoría de los casos, automatizado y lo individual cuando la gente nos avisa que no tiene servicio en su casa o que no hay en un sector de colonia, etcétera.

El número de fallas para atender 44 millones de clientes se lo paso ahorita terminando la reunión, lo tenemos determinado a nivel de un sistema que es auditado, inclusive, por la SENER y por la CRE y está minuto a minuto a minuto.

Y la causa más común depende mucho de la estacionalidad y de la época, si estamos hablando de mal tiempo, si estamos hablando de descargas atmosféricas, si estamos hablando, a lo mejor, y es en serio de *sabadazos* en donde la mayoría de las fallas son provocadas por choques de postes o algún otro tipo de elementos, y que de alguna manera está previsto, inclusive dispuesto en los diferentes centros de trabajo para que los atendamos con oportunidad.

Aquí el tema del inicio de la reunión era en las áreas donde de alguna manera ha sido como que más alarmante para nosotros mismos, por supuesto, masivo, lo que ya decíamos ahorita de Baja California, de Baja California Sur, de la Península de Yucatán.

Empezamos hablando en esta mañana o tarde ya, con el tema de la prevención en el caso de tormentas, así como vamos desplegando un día o dos ante la gente, para que ya estén ahí en el lugar donde nos dice los meteorólogos que va a llegar el impacto y no tengamos que perder tiempo en trasladarnos cuando hay una falla.

Ese es el medio en el controlamos las interrupciones, Adrián.

Pregunta: ...quizá de estas tres zonas donde han sido más recurrente, ¿cuántos apagones ha habido? Alguna estadística que nos pudiera compartir de cuántos apagones masivos ha habido.

Ing. Guillermo Nevárez Elizondo: Sí, se la comparto. La del 2 de septiembre, de antier fue un apagón masivo que fue originado por la pérdida de una central de generación, y que la restablecimos en los horarios que comenté. Ahorita ese es un apagón masivo.

En la Baja California Sur, por lo que comentábamos ahorita del crecimiento de la demanda y la indisponibilidad, inclusive, del sol en las dos centrales solares que hay ahí que se llaman Aura, que son dos plantas privadas, ahí fue por la indisponibilidad del sol. Un parque solar de 30 megawatts en una media tarde completa, casi cinco horas estuvimos fuera de generación solar con 24 de esos 30 megawatts, que 24 megawatts afectan al orden de un cliente por cada kilowatt, o sea 24 mil usuarios



esas seis horas en la manera en la que lo vayamos moviendo por la red para restablecerlo.

Sí le compartimos la estadística a nivel de una tablita, ahorita terminando la reunión, con mucho gusto.

Ing. Carlos Morales Mar: En cuanto a los usuarios afectados en el 2018 fueron 3 mil 301 megawatts de carga, y se afectaron a 4.49 millones de clientes de los 44 millones que tenemos. Entonces, ha sido aproximadamente el 10 por ciento.

Y en esta ocasión tenemos ya unos cuatro millones, o sea, por debajo de lo que estaba el año pasado y esas afectaciones, pues han respondido a todas estas, de la península básicamente y algunas pequeñas fallas que hemos tenido en el Centro, que no son de comentarse, pero sí lo que tenemos de estadística es esa que le estoy pasando.

Lic. Luis Bravo Navarro: Que se va a complementar con la información que le va a brindar el ingeniero Nevárez.

Una pregunta más, allá.

Pregunta: Daniela Loredó de *Energy 21*.

Solamente me gustaría preguntarles si CFE ya consideró todas emisiones de carbono por todos los permisos de emergencia que han otorgado en las penínsulas, ya que todas son de combustóleo.

Ing. Carlos Andrés Morales Mar: Bueno, la Península de Yucatán tiene su generación actualmente con la expectativa de tener el gas natural necesario, con eso es la mayor, lo que se evita, de lo que son la emisión de carbono.

Pero, actualmente tenemos una restricción en cuanto a ese gas natural, que son para las tres plantas de ciclo combinado, que tenemos ahí, lo que es Valladolid, lo que es Mérida III y lo que es abajo en Campeche, Pemex, que es el que nos suministra ese gas, a través del gasoducto que se llama Mayakan, realmente nos ha estado mandando un promedio de 60, si mucho, millones de pies cúbico día.

Y por el lado de lo que es el consumo de esos tres ciclos combinados que le menciono, andan sobre los 240 millones de pies cúbico/día. Eso quiere decir que la generación que hagamos para poderla sustituir, al no tener el gas natural, tenemos que quemar diesel básicamente.

Y diesel no es una generación con base a combustóleo, todas nuestras unidades generadoras que tenemos ahí pueden quemar diesel cuando no existe el gas.

Ing. Guillermo Nevárez Elizondo: Ahí, tratando de...

Ing. Carlos Andrés Morales Mar: ¿Cuánto es más caro? La generación con diesel.



Está con diesel como entre siete mil y ocho mil pesos el megawatt-hora y con gas natural anda sobre los tres o cuatro mil, lo que es el megawatt-hora, es como la mitad o menos o la tercera parte.

Ing. Guillermo Nevárez Elizondo: Ahí, tratando de completar un poquito, en el asunto de los clientes afectados por las interrupciones, quisiera nada más señalar, si me permite, don Luis, el tema de que en un ejercicio para contabilizar de manera muy honesta los clientes que en momentos se ven interrumpidos por un evento como el que ahorita explicábamos, lo que hacemos es contabilizar los clientes de forma acumulada.

¿Qué quiere decir esto? Que si, por ejemplo, la primera hora que yo comentaba, que teníamos fuera de servicio, 300, tres mil usuarios, en la segunda, restablecimos la mitad y seguimos con 150 mil, por cerrarlo así a números rápidos.

Al momento de la suma de los usuarios afectados lo sumamos, si yo tuve la primera hora los 303 mil, en la segunda nada más tuve 150 mil, lo sumo, lo sumamos, para que a final del evento yo pueda tener un dato correcto de usuarios afectados en el tiempo, porque a final de cuentas los 303 mil de la primera hora fueron todos; a lo mejor en la segunda, como hablaba de carga que tiramos en forma rotativa, rodada, pues entonces a lo mejor le volvió a tocar a alguno de los primeros 303 mil.

Precisarlo de manera de que en un momento dado no se va todo el cúmulo de clientes, en la suma así aritmética directa, es usuarios acumulados.

Ing. Carlos Andrés Morales Mar: Muy bien, solo como aclaración al punto de la primera pregunta, es cuatro veces más caro generar con diésel que generar con gas natural.

Lic. Luis Bravo Navarro: Okey. Vamos a la última pregunta, por favor, de este lado.

Pregunta: Hola. Buenas tardes, Carol García, de El Economista.

Si nos puede explicar a qué se debe esta restricción de Pemex en la entrega de gas que ahora menciona.

Y bueno, la administración pasada, hasta el año pasado había planes de interconectar a la Península de Baja California. Esto, se suspendió la línea de transmisión y demás.

Pero si ahora hay planes, porque estamos hablando de que una reserva de 6 por ciento, comparada con el 35 por ciento nacional es baja, ¿no?, por lo que entiendo.

Entonces, ¿Sí hay planes o de incrementar la generación o de conectar a esta región en el corto plazo? Gracias.

Ing. Guillermo Nevárez Elizondo: Hay un ejercicio interesante ahí en su pregunta, muy adecuada, en el sentido de que la demanda de la Baja California es muy característica y es muy estacional.



La demanda de los 12 meses del año, 45, 50 días es como que la demanda máxima. Entonces, el hecho de incrementar ahí la generación por más allá del 6, 8 por ciento, que es el margen de reserva, preferimos en su momento, en el acuerdo del análisis, inclusive con el CENACE, abrir el canal de la importación vía CAISO de California, para no tener una máquina de 250 o de 300 megawatts parada 10 meses del año porque no hay en qué distribuir esa energía, ese es uno de los puntos.

El otro, dentro del PRODESEN a 2024 estamos analizando la posibilidad de instalar una máquina en el área que pudiese ser entre Mexicali y Tijuana, estamos analizando la adquisición de gas, para que en un momento dado también pudiéramos analizar la posibilidad de un enlace.

El enlace hacia el Sistema Eléctrico Nacional, básicamente es un tema de recursos, es una línea muy cara, la línea más próxima a ese punto tiene 600 kilómetros de longitud y que también tendría que tener reserva firme en el punto de la carga para que pudiera tener estabilidad desde el punto de vista de eficiencia del sistema.

Entonces, ahorita con ese margen los acuerdos con CAISO y la incrementación de generación que se está viendo con la rehabilitación y el incremento de las plantas, tenemos asegurado, y así lo hemos estado documentando con la gente del estado, con las cámaras, con los industriales, la forma en la que sí tengan la confianza que no deberá haber fluctuaciones que les provoquen a ellos pérdidas de competitividad.

Lic. Luis Bravo Navarro: Muy bien. Muchísimas gracias por su presencia.

Les repito, les estaremos convocando próximamente en términos de definir la fecha en la que saldremos, como comentaba, a hablar sobre el tema de los gasoductos. Muchas gracias por su presencia. Buenas tardes

Ing. Guillermo Nevárez Elizondo: Muchas gracias.

Ing. Carlos Andrés Morales Mar: Muchas gracias.

--oOo--