



**Versión estenográfica
Conferencia de prensa, 5 de julio de 2021**

Versión estenográfica de la Conferencia de Prensa de la Comisión Federal de Electricidad, realizada en las Oficinas Nacionales de la propia Comisión.

Lic. Luis Bravo Navarro: Muchas gracias, muy buenas tardes tengan todas y todos los compañeros de la prensa, así como la gente que nos hace favor de seguirnos a través de nuestras redes sociales.

Estamos transmitiendo en vivo y hemos convocado a esta reunión para dar a conocer un dictamen que se da a partir de los eventos que se presentaron el pasado 28 de diciembre del año pasado, donde hubo una interrupción en el servicio de energía eléctrica y hubo distintas interrupciones a lo largo de diferentes estados.

Esta situación obligó a atenderlo de manera inmediata por parte de los técnicos de la CFE, pero por instrucciones presidenciales y por instrucciones del Director General, se decidió convocar a un grupo de especialistas que tienen un basta trayectoria para hacer un dictamen sobre lo que fueron las causas que ocasionaron esta interrupción en el servicio de energía eléctrica.

Así que hemos convocado a estos especialistas que os van hacer el favor de entregar este dictamen, informando a quienes nos acompañan, la Secretaria de Energía, la ingeniera Rocío Nahle y el Director General de la Comisión Federal de Electricidad, que estarán acá recibiendo este informe.

Más adelante, evidentemente harán una presentación técnica y la presentación oficial la hará el maestro Rubén Cuevas Plancarte, era simplemente explicar de qué se trata esta convocatoria.

Y decirles, a nuestros compañeros de los medios de comunicación que es un evento de carácter técnico, es una explicación estrictamente técnica, a todos los medios que nos acompañan físicamente aquí, estaremos abiertos al final del día o al final de la presentación a preguntas.

Insisto, exclusivamente sobre el tema y solamente serán los propios especialistas en la materia quienes estarán respondiendo.

Entonces, si me hace favor, le dejo la palabra al maestro Rubén Cuevas Plancarte, quien es nuestro Director Corporativo de Administración, adelante, Rubén.

Mtro. Rubén Cuevas Plancarte: Gracias, muy amable.

Muy buenos días a todos, muy buenos días, señora Secretaria; Director General, muy buenos días.

Como es de su conocimiento, el pasado 28 de diciembre se presentó un disturbio



eléctrico, que provocó un apagón en diversos estados de la República, motivo por el cual el Director General de CFE, el licenciado Manuel Bartlett, instruyó a esta Dirección Corporativa de Administración para realizar la contratación de especialistas en materia de generación, transmisión, distribución de energía eléctrica, así como las actividades que también desarrolla CENACE, a fin de integrar un panel de expertos que analizaran las causas que provocaron a este disturbio referido.

El panel de expertos es una técnica de investigación cualitativa donde un grupo de especialistas independientes y distinguidos en su campo se reúnen para evaluar y emitir un juicio colectivo y consensuado, el cual permite ponderar y tomar las medidas y acciones necesarias para resolver el problema que se presenta.

En ese sentido, los objetivos principales que se les encomendó a este grupo de expertos fue identificar las causas del disturbio eléctrico, analizar los procesos que se ejecutaron para su atención; tres, proponer alternativas para fortalecer los procesos que eviten la recurrencia de este tipo de eventos.

Así los especialistas que realizaron este trabajo tienen amplia experiencia en procesos de generación, transmisión, distribución y control de energía eléctrica con una experiencia sumada acumulada de todos ellos de más de 300 años de experiencia acumulada, así como tenemos una gran actuación en todo lo que lo académico en la experiencia profesional, lo que nos da una absoluta confianza de su calidad de trabajo desarrollado.

Este grupo fue coordinado por el doctor Ricardo Mota Polomino, aquí presente, quien es experto en el área de Operación y Planeación de Sistemas Eléctricos de Potencia, y en conjunto han desarrollado diferentes experiencias en varios países, como son Canadá, Colombia, República Dominicana, Sudáfrica, siete países de Centroamérica, Escocia, Unión Soviética, Estados Unidos.

Asimismo, tienen más de 100 artículos y libros técnicos, que en total acumulan una gran experiencia técnica independiente en sistemas eléctricos.

Los dejamos aquí en manos de los expertos independientes para que puedan dar el resultado correspondiente.

Muchas gracias.

Lic. Luis Bravo Navarro: Muchas gracias, maestro Rubén Cuevas.

El maestro Ricardo Mota Palominos, le voy a pedir muy atentamente que no haga favor de tomar el micrófono que se encuentra ahí y ya está lista la presentación. Así que gracias.

Adelante.

Ing. Ricardo Mota Palomino: Buenos días a todos.



Comisión Federal de Electricidad®

Coordinación de Comunicación Corporativa

Nos acompaña el día de hoy el ingeniero Sergio Guerrero, que entre otras cosas fue Subdirector de Operación antes de retirarse, y desde el año 82 funge como consultor de diversas empresas eléctricas en temas asociados al aprovechamiento de la energía eléctrica.

El doctor Héctor Altuve Ferrer, quien es doctorado por el Politécnico de Kiev, ha sido docente en Cuba, en la Universidad de Nuevo León, en la Universidad de Washington State y es uno de los tecnólogos más distinguidos de la empresa SEL (Schweitzer Engineering Laboratories) de Pullman Washington, además es fellow del Instituto de Ingeniería en Electricidad y Electrónica, una de las organizaciones de ingeniería más importantes a nivel mundial.

Adelante, por favor.

El ingeniero Carlos Morán, jubilado de la Comisión Federal de Electricidad, más de 30 años dedicado al diseño, instalación, mantenimiento de protecciones eléctricas en redes de potencia, también jubilado de la Comisión Federal y desde el año 2015 dedicado a la consultoría en estos temas.

Adelante, por favor.

El ingeniero Nahúm Román Vargas, el más joven del grupo, jubilado del Centro Nacional de Control de Energía recientemente y 30 años dedicados a los temas de control de energía en el CENACE de México.

Adelante, por favor.

Está el ingeniero Jorge Betanzos, quien es el especialista en redes de distribución, igualmente jubilado de la Comisión Federal de Electricidad, 30 años dedicado a los sistemas de protección y medición, particularmente en las redes de distribución de la Comisión Federal y actualmente también consultor en el área de ingeniería eléctrica.

Tratando de investigar sobre lo que sucedió el 28 de diciembre en México, se integró a este grupo, como vemos, hay especialistas en protección y control, en control de energía y generación de energía eléctrica, en redes de transmisión y en redes de distribución y nuestro analista interdisciplinario, el ingeniero Sergio Guerrero, coordinados por un servidor.

Adelante, por favor.

Es importante observar la estructura de la red eléctrica llamada ahora Red Nacional de Transmisión que distribuye energía eléctrica a lo largo y ancho del territorio nacional, eso sobresaliente observar que esta red tuvo un desarrollo basado en concentraciones urbanas de alta densidad, como la Ciudad de México, como Guadalajara, como Monterrey y otras ciudades de tamaño mediano y las fuentes de energía eléctrica se fueron alejando de los centros urbanos por motivos ambientales y de disponibilidad de energía, de fuentes primarias de energía y eso produce esta red estructurada donde vemos que hay largos corredores de transmisión de energía eléctrica desde el sureste donde está el gran potencial hidroeléctrico del país, del

cfe.mx

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

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



área de Tampico donde teníamos un desarrollo termoeléctrico importante, del lado de Mazatlán donde también tenemos mucha generación termoeléctrica y también en la cuenca del río Balsas del lado del Océano Pacífico.

Entonces, desde ahí se desarrolla y se transmite la energía hacia los centros urbanos que todos conocemos.

Adelante, por favor.

Debido a la naturaleza del sistema mexicano y particularmente de su red de transmisión, como comentamos, la red conecta centros de población con centros de generación mediante líneas de gran longitud, de acuerdo a las definiciones de la propia Comisión Federal de Electricidad y que coincide con los patrones internacionales más de 50 kilómetros, estamos hablando ya de una línea larga.

Estas líneas por lo largo que son y por la falta de soporte para transmitir energía eléctrica, en general son de capacidad reducida a pesar de que tenemos un voltaje muy alto de transmisión, 400 mil Volts.

También mencionaba yo la baja conectividad que hay entre generadores y cargas. Y este tipo de sistemas se conocen en la literatura tecnológica mundial como sistemas longitudinales.

El sistema mexicano es considerado un sistema longitudinal que tiene esas características.

Es importante comentar las condiciones que existían en el sistema mexicano el 28 de diciembre. El disturbio ocurre a las 14:27 horas, o sea, 2 de la tarde, 2 y media más o menos.

Teníamos un consumo eléctrico reducido debido a que estábamos en vacaciones, era el 28 de diciembre. Había una reducción de actividades industriales debido a la pandemia de COVID-19.

En el norte del país, particularmente en época de frío, disminuye la carga eléctrica. El mayor consumo nacional se da en la parte norte del país en el verano por el calor, la entrada de aires acondicionados y la actividad industrial.

En esta época estaba toda esa carga abajo y, consecuentemente, teníamos una carga reducida en el norte del país.

Del lado de la generación eléctrica nuestros generadores hidroeléctricos estaban con un despacho bajo debido a que había pasado la temporada de lluvias y estábamos en la época de reponer y de la temporada alta de consumo.

Se estaban reponiendo los almacenamientos de agua en las presas de los sistemas hidroeléctricos.



Teníamos una producción eólica, o sea, de generación a base de viento, particularmente en el noreste del país, Tamaulipas y Nuevo León, y una generación fotovoltaica a esa hora del día elevada en el norte y en el noroeste del país.

Entonces, teníamos baja carga, mucha generación renovable. Ese día se rompió el récord nacional de producción de energía renovable particularmente.

Y consecuentemente, teníamos un exceso de energía en el norte que estaba siendo transmitida hacia el sur del país.

Una influencia decisiva sobre lo que sucedió ese día fue el despacho de energía que se programó para la ocasión. Teníamos un despacho que era resultado de la alta generación de energía renovable intermitente.

Comentaba yo que ese día se rompió el récord nacional de disponibilidad de energía renovable, fotovoltaica y solar, particularmente en el norte del país. Aunque el sureste y el occidente también tienen una cuota importante del lado sur.

Nuestro despacho, como ustedes saben, ha sido polémico, prioriza las unidades más baratas desde el punto de vista de lo que cuesta su operación por consumo de combustibles.

Estas plantas renovables intermitentes tienen un costo cero prácticamente, porque no consumen combustibles.

Consecuentemente en forma automática entran al despacho y tenían una alta cuota de participación en el despacho de ese día y a esas horas.

Esto produjo una saturación de las líneas de transmisión entre el norte y el sur del país. Teníamos exceso de generación de esta naturaleza en el norte, baja demanda, el exceso se estuvo transmitiendo hacia el sur del país.

Esta gráfica es un acercamiento de la gráfica anterior. Se estaban transmitiendo particularmente alrededor de tres mil 400 megawatts, que es mucha potencia, en unas cuantas líneas de transmisión, dos en el lado noreste, desde Monterrey hacia Tampico, dos de Mazatlán hacia Tepic, en el lado occidental, en el centro del país dos líneas más entre Monterrey, Saltillo hacia Aguascalientes y una línea de baja capacidad también, dirigida desde Durango hacia Aguascalientes. Estas, que son siete líneas de transmisión, estaban transmitiendo 4 mil megawatts hacia el sur del país.

Para poder reconstruir lo que sucedió, a través de los informes de los especialistas de las empresas del sector eléctrico, intentamos reconstruir lo que sucedió en el evento. Para este propósito las subestaciones del sistema eléctrico, de la red de transmisión, contienen lo que son las protecciones, las llamamos coloquialmente así, a medidores que detectan una falla y mandan desconectar elementos, están instalados en todas las subestaciones del país y por la gravedad que tiene el perder la seguridad en la red, tienen redundancias.



Entonces, en cada subestación, particularmente de la red nacional de transmisión, tenemos protección primaria, número 1, protección primaria número 2, que está respaldando a la otra por su falla y una protección de respaldo adicional. Todas ellas tienen medidores y tienen registro de lo que están observando todo el tiempo. Entonces, estos equipos están en las subestaciones.

Adicionalmente hay otros equipos que están dedicados exclusivamente arrancar, cada vez que varía o ciertas variables de la subestación con una velocidad determinada, arrancan y graban con una ventana de discretización muy pequeña, son muy rápidos, y detectan qué fue lo que se movió y cuándo operaron las protecciones, si es que esto sucedió.

También hay unas tecnologías nuevas que les llamamos medidores fasoriales, que están dispersos entre las subestaciones del sistema, éstas tienen la gran virtud de que aparte de que toman muchas muestras por segundo, están todas enlazadas a través de un reloj satelital, lo cual permite identificar quién disparó primero, quién se desconectó después, para reconstruir, precisamente los eventos entre otras aplicaciones.

Y, finalmente, tenemos los sistemas tradicionales de adquisición de datos, que están monitoreando y supervisando toda la instalación y mandan la información a un puesto central, aunque son más lentas, que todo lo que está instalado en las subestaciones.

Sin embargo, todos estos dispositivos de alta tecnología están dispersos por toda la infraestructura del sistema interconectado nacional.

Esta es la parte de la crónica del disturbio. Como se indica aquí, a las 14:27:27 operó la primera protección de la línea A3140, así se llama en la nomenclatura de la CFE. Conecta una subestación del lado de Nuevo León con una subestación del lado de Tamaulipas y registró la falla a 102 kilómetros de la subestación que está en Nuevo León, más cerca de la subestación que se llama Güémez, que del lado de Nuevo León.

Igualmente, la protección primaria 2 ratificó estos datos en otras subestaciones, claro, como estaba más cerca de la segunda subestación, perdón. La protección primaria 1 y la protección primaria 2 ratificaron el lugar donde se presentó la falla.

Igualmente en la otra subestación, las que están en Nuevo León, marcaron 102 kilómetros, las que están en Tamaulipas marcaron 19 kilómetros, la falla estaba en ese lugar.

Esta es una foto del lugar donde se presentó la falla, la falla fue debido a un incendio en esta zona producida por la quema de basura, había un basurero local de las comunidades que habitan cerca ahí, iban a tirar basura debajo de las líneas; hubo un incendio que produce una columna de aire caliente que se ioniza y produce una descarga al tener contacto con la línea y eso es lo que produce una falla que nosotros llamamos de alta impedancia, porque no es que un conductor físico se conectó a la tierra, sino que el arco se produce en esta columna de aire caliente y se produce una



descarga hacia la tierra que se detecta como una falla por parte de los dispositivos electrónicos que mencionamos antes, que dieron la hora y la posición del punto.

Y primero se presentó la falla en la línea 1, son dos líneas en paralelo; segunda, se presentó la falla en esta que está del lado derecho, y en este claro entre estas torres de transmisión.

Dice aquí, y este es uno de los problemas porque este tipo de fallas igualmente las líneas de transmisión están equipadas para detectar la falla como sucede en las líneas urbanas, desconectarla, esperar un momento y después intentar nuevamente cerrar el conductor para que continúe la transmisión de energía eléctrica.

Entre tanto estaban dos de los tres conductores de la línea conectados transmitiendo, entonces falló el recierre, le llamamos en ingenierías recierre monopolar, fallaron y como se indica aquí las dos protecciones de la línea primera detectaron la falla, desconectaron el conductor, la falla fue originada por el incendio, correctamente desconectaron el conductor donde se estaba presentando la descarga y un poco menos de un segundo después intentan, de acuerdo a su lógica programada, reconectar el conductor y no se tuvo éxito porque la falla estaba todavía presente.

Hubo todavía otro procedimiento, ordenaron un nuevo recierre, el conductor se cierra, encuentra la falla, se vuelve a abrir y erróneamente vuelve intentar cerrar nuevamente; y en ese momento cuando vuelve a encontrar la falla se queda completamente abierto. Y finalmente la línea se desconecta tres segundos después porque por un dispositivo mecánico que está viendo que está una línea desconectada y desconecta todo.

El recierre no fue exitoso porque cuando se abre el conductor por la primera falla aparece el arco eléctrico que vimos, que tratamos de ilustrar en el punto donde se presenta la falla hacia la tierra y a pesar de que el conductor está desconectado siguen alimentando la descarga las otras líneas que están conectadas a través de una componente que le llamamos la capacitancia de la línea de transmisión.

Para ese propósito hay unos reactores en la subestación que tratan de traer esta energía producida por la línea a la tierra hace a la subestación y apurar el apago del arco eléctrico y permitir el éxito del recierre.

Entonces, este dispositivo no funcionó.

Adelante, por favor.

Y entonces, finalmente se perdió la línea tres segundos después, quedó desconectada.

Un minuto 12 segundos después aparece una falla en la otra línea que iba en paralelo con la primera que se desconectó, también forma parte del corredor que lleva energía desde Monterrey a Tampico y viceversa, el problema es que en el momento que esta



línea intenta desconectarse porque ya hubo una falla ahí, ya tiene la carga que llevaba originalmente más toda la energía que transmitía la otra línea en paralelo.

Entonces, se registra una falla un minuto dos segundos después, producto de la misma causa, el incendio que había debajo en el derecho de vía de la línea y aquí nuevamente las protecciones primaria y secundaria de la línea PP1 y PP2 de la línea la detectan, abren el conductor donde se presentó la falla y en este caso los relevadores no intentaron el recierre, automáticamente desconectaron la segunda línea, sin que intentara un recierre monopolar.

Posteriormente los técnicos de la Comisión Federal de Electricidad se encontraron con que tenían mal ajustadas las protecciones de la línea, fueron corregidas a inicios de febrero después de una consulta con el fabricante de los equipos y demás.

Adelante, por favor.

Esta es una descripción física de lo que sucedió en ese tiempo, en una línea de transmisión que tienen energía aplicada, tienen voltajes que son voltajes de 60 ciclos por segundo, cuando se transmite potencia se empiezan a desfasar estos voltajes y hay un límite de 90 grados en ese desfase después del cual se pierde el sincronismo y se dice que se pierde la estabilidad en la transmisión.

Entonces, aunque este es un concepto abstracto, es importante ver que en menos de dos segundos sucede en la pérdida de estabilidad después de la desconexión de la segunda línea y aquí la primera falla la aguantó la segunda línea, pero un minuto 12 segundos aparece una falla también en esa línea y en ese momento se empiezan a abrir los ángulos de transmisión porque hay una transmisión mucho más grande en la segunda línea y rápidamente llega al límite teórico de estabilidad de la línea y posteriormente se desconectan cuatro líneas de transmisión más, una de 230 que conectaba Durango con Zacatecas, otras, una más que conectaba Durango con Aguascalientes y finalmente unos segundos después las líneas del occidente que conectaban Mazatlán con Tepic.

Todo esto cuando ya llegamos a este punto que se desconecta la segunda línea, este proceso es imparable, por eso es que existen tantos ingenieros trabajando en el Centro Nacional de Control de Energía tanto en provincia, como en la capital, así como en los grupos de transmisión, porque la única forma de parar estos fenómenos es hacer estudios preventivos, diseñar los equipamientos y ponerlos a operar para prevenir las fallas.

En este caso algo pasó que, como comentamos, fallaron las protecciones en la línea primera, en la línea segunda y después ya el proceso fue imparable y se perdió la estabilidad al llegar a este punto.

Esto muestra que temáticamente, comentábamos que había baja demanda, particularmente en el norte porque hacía frío. Había mucha energía intermitente conectada, había un alto flujo, un poco más de tres mil megawatts hacia el sur a través de siete líneas de transmisión.



En este fenómeno que no duró más de tres segundos se desconectan seis de las siete líneas que interconectaban el norte con el sur, y todo el sistema norte con el sur queda conectado a través de una sola línea entre Durango y Aguascalientes, ésta que está aquí; mientras que todas las demás se desconectaron.

Aquí se muestra claramente lo que los técnicos de la Comisión trataron de explicar en ese tiempo, que hubo oscilaciones, etcétera.

Entonces, la línea verde es la frecuencia en el norte del país que tenía exceso de generación. La línea azul es la frecuencia en el sur del país, que de repente al desconectarse las líneas del norte se quedan sin energía y se empieza a caer la frecuencia.

Y tanto en el norte como en el sur hay un impacto por este fenómeno. En el norte se desconectaron 116 unidades generadoras para un total de mil 10 mil 1 megawatts, o sea, es la tercera parte de la generación que tenía conectado el sistema en ese momento.

Mientras que en el sur se desconectaron alrededor de 10 millones de usuarios, con un total medido en ese tiempo de ocho mil megawatts, o sea, como vemos, se cortó más generación que carga, pero los números son impresionantes porque en el informe mencionamos que ante la pérdida de gas en el norte por el congelamiento de instalaciones en Texas, la cantidad de clientes afectados en la Comisión Federal de Electricidad, si bien fue más largo el evento, fueron solamente cuatro millones, mientras que en este fenómeno de tres segundos se desconectaron 10 millones de clientes.

El proceso de restauración se arranca dos minutos después de que ya se lograron juntar nuevamente las frecuencias de los dos sistemas conectados por una sola línea de transmisión, pero ya con 10 mil megawatts de generación y ocho mil de carga desconectada; en esas nuevas condiciones se vuelve a estabilizar el sistema.

Y aquí los técnicos del CENACE y de la Comisión Federal en solamente una hora con 44 minutos restablecieron a todos los clientes que estaban desconectados, o sea, los protocolos que usan funcionaron y conectaron todo en menos de dos horas, a pesar de la magnitud del apagón.

Digamos que eso es lo que logramos ver de los informes que nos entregó la Comisión Federal, el Centro Nacional de Control de Energía y la inspección que hicimos directamente a los medidores, principalmente en las subestaciones en Monterrey, en Tamaulipas, en Mazatlán y en Tepic, de ahí obtuvimos la información que nos permitió reconstruir el fenómeno, pero encontramos algunas otras cosas importantes, entonces por eso les llamamos hallazgos relevantes, fueron cuatro visitas a estos sitios en un periodo de tres meses.

Entonces, por ejemplo, fuimos a Mazatlán y a Tepic a ver qué había pasado, y ahí nos encontramos que a primera vista parecía que todo había operado correctamente, pero ya visitando el lugar la operación de las protecciones no fue tan buena, no debieron de haberse desconectado las líneas porque no tenían falla, sin embargo,



nos encontramos con que las líneas de fibra óptica que van sobre la línea de transmisión y que sirven para transmitir señales de control y protección de las subestaciones, están interrumpidas en una longitud de 10 kilómetros, cuando las líneas miden alrededor de 150.

Es un problema jurídico, hay un pleito con ejidatarios que no permiten a los técnicos de CFE hacer la reposición del cable y eso produjo lentitud en la respuesta de la operación de las protecciones de las líneas.

Además nos encontramos una constante de que los registradores de disturbios que son los encargados de darnos información porque son muy rápidos de lo que sucedió, desde el punto de vista de las variables eléctricas, estaban fuera de servicio, tanto en Monterrey como en Tamaulipas, principalmente, esto es en la línea primera que falló.

El aspecto importante fue que detectamos que días previos al disturbio, se habían estado realizando modificaciones en los equipamientos de control y medición de las subestaciones involucradas en la primera falla, que fue donde no operaron los cierres que debieron de haber absorbido las fallas y continuar operando en forma normal.

Y, lo sorprendente es que estos trabajos no se terminaron completamente, los sistemas de protección no fueron probados completamente, sin embargo, así se dejaron en servicio los nuevos equipos, sin estar probados.

Entonces, la prueba que tenían que pasar, que era desconectarse en una falla, no la pasaron. Lo malo es que desconectaron consecuentemente 10 millones de consumidores, pero esto fue la primera sorpresa y eso fue lo que nos orilló a seguir indagando qué era lo que había seguido sucediendo.

Entonces, esta es la causa por la cual hubo un cierre incorrecto en estos equipos, que son perfectamente maduros, estas técnicas las ha usado la Comisión Federal de Electricidad por más de 25 años, están instaladas por todos lados y funcionan.

Entonces, este cierre falló porque hubo intervención y puesta de equipos nuevos sin probar y se dejaron en forma permanente.

La paradoja es que era época vacacional, había poca carga, pero las líneas de transmisión estaban a todo lo que daba, para evacuar la energía intermitente que se estaba produciendo en el norte del país.

Orillados por esto, nos enteramos que habían estado trabajando para insertar una nueva central eólica en la primera línea que falló, una central eólica de aproximadamente 200 megawatts en números cerrados, y como veíamos el corredor de transmisión estaba transmitiendo 900 y tantos megawatts. Entonces, los trabajos que se hicieron era para insertar una planta eólica de menos de 200 megawatts, dejaron los equipos conectados sin estar probados.



Y la parte importante fue que a la hora de visitar la nueva subestación donde se conecta el particular y que es donde se abre la línea y se conecta esta nueva subestación y después va hasta donde está la planta nueva.

Desde el año 2017 el CENACE entregó oficialmente al permisionario las condiciones que tenía que cumplir para poder interconectar su planta, 2017. Entonces, lo que nosotros encontramos al visitar la planta y la subestación fue incumplimientos en el estudio de instalaciones, que así se llama oficialmente el documento emitido por el CENACE, tres años antes.

Este es el documento, es un documento perfectamente formal, está establecido en el marco regulatorio, lo debe de cumplir el permisionario antes de conectar su central.

Hubo una licencia, así le llamamos al procedimiento, donde la gente de transmisión pide permiso para trabajar en la línea para hacer los trabajos de la interconexión de este permisionario, estuvo vigente del 30 de noviembre al 4 de diciembre; hay muchos puntos en la descripción de la licencia, pero entre otras cosas es para poner en servicio tableros nuevos de protección, control y medición, integrar los equipos de la subestación al nuevo tablero, hacer pruebas de operación de los esquemas de protección, así como pruebas satelitales para verificar que están funcionando correctamente las protecciones primaria 1, primaria 2, igualmente en su conectividad con las subestaciones de la Comisión Federal de Electricidad.

Esos son los trabajos que no se completaron correctamente y se dejó, y ese es el error, dejar los equipos en funcionamientos sin terminar las pruebas.

Básicamente el marco regulatorio se fue cumpliendo, desde el 12 de septiembre de 2017 el CENACE entregó los requisitos para la interconexión como vimos la portada del documento. Sorprendentemente el 10 de diciembre el permisionario entrega un acta de inspección de instalaciones emitida por un perito, se llaman Unidades de Inspección de Instalaciones certificado por la Comisión Reguladora de Energía y este certificado viene acompañado de un acta donde dicen que revisaron todo lo que establecía el estudio de interconexión.

Y el 22 de diciembre el CENACE responde al permisionario diciéndole que todavía no cumple con las especificaciones requeridas; sin embargo, el permisionario ya tenía un acta, que es lo único que marca la ley para que el CENACE le dé instrucciones a la Comisión de conectar al permisionario.

Entonces, por un lado hay un acta de inspección, que es el único requisito legal que se requiere y el CENACE dice: "No hemos terminado",

Adelante, por favor.

El disturbio fue el 28 de diciembre, el acta de inspección se entregó el 10 de diciembre, el permisionario solicitó conectarse el 12, día de la Guadalupeana, por cierto.



El 28 de diciembre de viene el disturbio, hay un vacío ahí en el tiempo y todo mundo despierta hasta el 12 de enero cuando el permisionario le presenta una carta el CENACE diciendo que tenía nada más tres días para autorizar su interconexión.

Entonces, el 20 de enero el CENACE responde reconsiderando la negativa e instruyendo a la Comisión Federal para interconectar a la central y la CFE abre la línea, incorpora la nueva central y desde el 21 de enero está en operación no comercial, en pruebas la central de eólica, pero ya conectada dentro de la línea A3140 que fue la primera que falló el 28 de diciembre.

Adelante, por favor.

Este es un ejemplo nada más de los incumplimientos, esto es lo que dice el estudio de instalaciones y es uno entre una lista de 15 incumplimientos o un número similar.

En este caso la queja de la revisión que hicimos es que las capacidades del interruptor de la planta de la cuchilla que conecta este interruptor con la línea, así como, bueno, en este caso son las cuchillas y el interruptor, son de una capacidad de dos amperes cuando el estudio claramente marcaba dos mil 500 amperes.

El problema de los interruptores es que si se excede su capacidad nada más explotan, cuando están bien dimensionados se desconectan, están diseñados para desconectar, se forma un arco eléctrico, se disipa y no pasa nada, cuando se rebasa la capacidad explotan.

Entonces, la primera queja fue esta ¿por qué 20 por ciento de capacidad inferior a la que estaba solicitada en el estudio?

Adelante, por favor.

Aparte los transformadores de corriente de la subestación de la planta, lo mismo, se pedían transformadores de corriente de mil 500 a tres mil amperes y se instalaron de 400 a 800 amperes.

Aquí el problema es que de estos transformadores se toman las señales para controlar el proceso de medición, de protección, etcétera, cuando se excede el tamaño de la corriente que soporta el transformador simplemente se satura, las señales se distorsionan y el equipo de control está sujeto a información espuria, o sea, no va a operar correctamente.

Entonces, estas son dos de las más graves omisiones, pero que no obstante, hay un perito que dijo: "Ya revisamos y está bien", digamos.

Adelante, por favor.

Más o menos está así la facultad, la Comisión Reguladora es la que emite las normas en el servicio público de transmisión de energía y otorga permisos vinculados al área de electricidad, particularmente la Comisión Reguladora de Energía.



El CENACE, el Centro Nacional de Control de Energía es el que opera todo el sistema interconectado nacional, está a cargo de algo que llamamos despachar energía para satisfacer la demanda que se le presenta al sistema con conceptos de seguridad y confiabilidad.

Y la Comisión Federal de Electricidad, además de ser oficialmente el propietario a nombre del Estado de la infraestructura de transmisión, es el encargado de gestionar, operar y poner a funcionar todos los bienes de la CFE involucrados en el manejo de la Red Nacional de Transmisión. Todas estas facultades están inmersas en lo que sucedió en este disturbio.

Vamos con las recomendaciones ya en la parte final de todo esto. decíamos que la Red Nacional de Transmisión por su estructura es frágil, no es una red robusta, por eso le llaman que es la red de un sistema longitudinal y requiere de diferentes acciones para fortalecer su operación, es intrínsecamente débil.

Existen opciones económicas en el corto plazo, darle mayor robustez, mismas que se presentan en el detalle, como las recomendaciones de cada grupo de especialistas.

Hay desde mejorar los esquemas de protección hasta construir nuevos elementos, etcétera, pero todo está jerarquizado por costo y por tiempo de realización.

En el mediano plazo se requiere también de apoyos importantes para ampliar la capacidad y generar nueva conectividad entre nodos para poder evacuar la generación necesaria para alimentar la carga al ritmo del crecimiento que tenemos en México.

Actualmente existe un manejo del despacho de energía que ha privilegiado los criterios exclusivamente económicos, y uno lo entiende porque las reclamaciones de los agentes privados son el licenciado a un lado y con las demandas.

Los ingenieros no estamos acostumbrados a trabajar bajo presión jurídica, vamos a decirlo. Nos dan un problema, tratamos de resolverlo, lo resolvemos y no estamos acostumbrados a responder las demandas que vienen detrás de lo que hicimos.

Entonces, actualmente el despacho que se práctica privilegia las cuestiones económicas y soslaya las buenas prácticas internacionales que obligan a un despacho económico con restricciones de seguridad.

Imaginemos el disturbio, mucha energía renovable en el norte, poca demanda, gran exportación hacia el sur. Faltó un macho que dijera: “desconecten la energía de este tipo, pongan energía de otro tipo, porque están trabajando en la línea para meter una planta nueva y no puede llevar 900 megawatts ese corredor a esa hora porque están intervenidas las protecciones de la línea”. Entonces, es realmente lo que gravitó en este problema.

La normatividad y seguridad vigente presenta lagunas y duplicaciones, siendo necesario el establecimiento de una política nacional en la materia que atienda este



detalle de los conceptos de seguridad asociados a una red débil como es la mexicana.

Se recomienda, derivado de lo que observamos del análisis del disturbio, desarrollar un programa de revisión de los ajustes de las protecciones de todas las líneas de la Red Nacional de Transmisión, prioritariamente en instalaciones de 400 kilovolts y 230 mil volts en lo referente a la revisión de su lógica y ajustes, particularmente en los esquemas de disparos recierre monopolar en las líneas de la red de transmisión.

Como comentamos, fracasaron los recierres por lo que estaban haciendo con las subestaciones, pero ahora tenemos sospechas de que puede haber problemas en otras instalaciones.

Nosotros bromeando entre ingenieros decimos: “Hay que trabajar en protecciones, porque esa no falla nunca, nada más fallan cuando tienen que operar correctamente.” Entonces, pueden pasar años sin que se manifieste un problema, cuando hay un disturbio es cuando se nota que las protecciones estaban mal ajustadas.

Por eso, derivado de esa experiencia, es que se recomienda un programa de revisión de cómo quedaron las líneas, sobre todo por lo que ha venido sucediendo a raíz de la reforma del 2014.

Igualmente, se recomienda desarrollar un programa de revisión de esquemas de bloqueo de protecciones, ante oscilaciones de potencia que no funcionaron durante el disturbio.

Se desconectaron muchos generadores, se desconectaron algunas de las líneas de transmisión que echaron a la basura la estabilidad del sistema, porque las líneas tienen una protección que si notan que son oscilaciones de potencia y no tienen falla, simplemente bloquean su operación y permiten que se vaya la oscilación y continúan con la transferencia de potencia normal, en este caso, por lo menos tres de las líneas importantes se desconectaron sin tomar en cuenta, aparentemente estaba inhibido el bloque ante oscilaciones.

Entonces, esta es la otra parte que tiene que ser revisada por los especialistas de transmisión de la Comisión Federal.

Se recomienda una revisión del correcto funcionamiento de los canales de telecomunicación, esto es originado por lo que vimos en Mazatlán y Tepic, que por 10 kilómetros tenemos dos corredores importantísimos para la transmisión norte-sur de energía, que están afectados por un problema jurídico con una comunidad.

Se recomienda promover la actualización y modernización de los esquemas de acción remedial y de protección a nivel de sistema, que son críticos para la red, particularmente el esquema de desconexión por baja frecuencia, considerando la posibilidad de mejorar su eficiencia y acción oportuna mediante un correcto monitoreo y la consideración de tecnologías de protección de área amplia.



Toda la electrónica que se ha venido instalando y la construcción de estos esquemas de acción remedial, son mucho más económicos que meter una línea de transmisión nueva, requieren más ingeniería, requieren mejores estudios, pero son más baratas que seguir construyendo a fuerza bruta nuevos enlaces de transmisión costosísimos.

Esto requiere de ingenieros que son baratitos, reforzar la red con infraestructura requiere muchos millones de dólares, que son caros. Entonces, por eso se requiere mejor ingeniería, modernizando los sistemas, por ejemplo, a pesar de que fueron los héroes de la película, la desconexión de la carga para que no se colapsara todo el sistema, operó al 70 por ciento, que no es muy agradable para un buen ingeniero que del 100 por ciento de lo que tenía instalado operara nada más el 70, a pesar de que fueron los que le salvaron la vida a la muchacha de la película.

Entonces, por eso se recomienda revisar, porque aparte de que hay equipos viejos, también todavía se maneja mucha información manual y hay lentitud en la recuperación de información como para tener agilidad para tomar decisiones.

Lo mismo sucede con las protecciones y la relación con los generadores, sobre todo ahora que tenemos esa proporción de generadores privados en la red, se requiere tener la información con más agilidad para poder tomar decisiones.

En este trabajo es evidente en el área de Protecciones, en el área de Transmisión, en el área de Control de Energía, nos encontramos mucha gente joven, talentosa, no le tienen miedo a nada, pero les falta capacitación. Entonces, estamos dentro de un relevo generacional, los especialistas que estamos aquí, a excepción mía que soy maestro todavía, todos los demás están jubilados, entonces hace falta digamos que un poco del sueño que tuvo alguna vez la Comisión Federal de Electricidad, que fue tener grupos de especialistas altamente calificados en control de energía, en distribución, en transmisión, en protecciones y tenemos la gente, pero no tienen la capacitación.

Entonces, también estamos recomendando fortalecer la formación de los técnicos que se están incorporando en el relevo generacional en la Comisión Federal de Electricidad y en el CENACE.

Un aspecto muy importante es que en esta recomendación no hablamos de modificaciones al marco regulatorio nacional, lo que sí observamos es que el código de Red dice lo siguiente: “La ampliación y modernización de la infraestructura de sistema debe tener como objetivo la mejora continua de los niveles de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad”. Esa es una.

Y la otra dice: “La interconexión de centrales eléctricas debe llevarse a cabo con el objetivo de mejorar los niveles de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad de sistema. Decimos que esto es en la práctica letra muerta en la medida que todas las inserciones que se han llevado a cabo partiendo los elementos de la Red Nacional de Transmisión para conectar nuevas fuentes con energía intermitente han venido reduciendo la seguridad y la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional”.



Se requiere que en lo sucesivo para incorporar nuevas fuentes renovables intermitentes vengan acompañadas con el incremento de los medios para garantizar el correcto control de frecuencia, voltaje, tanto en condiciones normales como de emergencia; o sea, que no basta con decir aquí está mi planta y la quiero conectar, sino que se tiene que prever qué es lo que va a soportar las intermitencias producidas por esta nueva central para cumplir con los preceptos que pide el código que está vigente de interconexión de nuevas centrales.

Este fenómeno que ha sucedido en México es conocido mundialmente como la balcanización de la red. Entonces, en México tenemos vivita y coleando la balcanización de la Red Nacional de Transmisión, por lo cual es necesario revisar el cumplimiento estricto de las disposiciones generales del código de red que está vigente.

Aquí como un dato nada más, cabe señalar que a la fecha se han metido 24 centrales a la red de 400 mil volts, 59 centrales a la red de 230 mil volts y 70 centrales a la red de 115 mil volts.

Este problema de balcanización es un problema vivo en Norteamérica y en Europa Occidental, están discutiendo, están exigiendo las condiciones para la incorporación de generación intermitente y la precaución que toman es para evitar la balcanización de la red, en México ya la tenemos balcanizada en cierta medida.

Entonces, eso es lo que encontramos derivado de los análisis del disturbio.

Decíamos que el problema es que si seguimos haciendo lo mismo que hemos hecho hasta diciembre del año pasado, el riesgo es nuevos disturbios con importantes impactos económicos y sociales.

Termino mi presentación mostrando la situación en Tamaulipas y Nuevo León, la falla que se presentó fue en este punto, aquí, estas son las líneas que se desconectaron primero, los trabajos que evitaron o que influyeron para que no operaran correctamente las protecciones de esas líneas fue la conexión de una planta, pero ya está comprometida la conexión de la segunda, van a sumar 500 megawatts de 200 que actualmente tienen.

Entonces, aquí vemos, comentábamos coloquialmente que nuestra Red Nacional de Transmisión que estaba diseñada para transmitir bloques de energía de Altamira, Tamaulipas donde hay polos de generación hacia Monterrey. Ahora se ha convertido en un sistema recolector de energía renovable intermitente y cuando se tienen exigencias de usar la red, está ocupada por otro tipo de servicios.

Entonces, la recomendación es aplicar simplemente el marco regulatorio vigente.

Muchas gracias, esa es la presentación.

Lic. Luis Bravo Navarro: Muchas gracias al maestro Ricardo Mota Palomino por esta presentación.



Y a continuación, daremos paso a las preguntas y respuestas que tengan los compañeros de los medios de comunicación que están aquí presentes y ante el reclamo por el WhatsApp de que por qué nada más los que están aquí y no los que están siguiendo al transmisión en las redes sociales, pues también vamos a abrir, si el tiempo nos lo permite y las condiciones se dan, para poder darle voz también a las preguntas de los medios que se encuentran cubriendo, digamos, a distancia o por la transmisión que estamos llevando a cabo en vivo.

Por lo pronto, aquí de este lado tenemos, por favor, Tania, alguna pregunta que tiene que ver, desde luego, con el tema en cuestión.

Pregunta: Qué tal. Buenas tardes. Edgar.

Quisiera que pudiera quizá resumirnos un poco cuáles fueron las fallas que vieron en estos puntos sobre las protecciones, porque se está diciendo o entendí, hay una falta de mantenimiento en algunas partes para las protecciones, hay falta de comunicación para las líneas de fibra óptica, qué encontraron que la CFE no ha estado haciendo, no sé si durante este año, durante muchos años, pero qué tan grave es la situación y si tienen una visión más amplia de hasta dónde pueden llegar estas fallas.

Porque como bien dice, hasta que no se dan pareciera que no, no existen.

Otra pregunta. ¿Cuánto está haciendo falta de inversión para que entonces tengamos una red eléctrica no que dure o que vaya a ser para estos años, sino que dure para los siguientes 10 o 20 y con el avance de las tecnologías?

Entiendo que quizá los refuerzos puedan ayudar en algunas zonas justamente a evitar estos problemas, sobre todo en el norte.

Pero tenemos canceladas dos o tres líneas de transmisión que se iban a hacer, que entiendo no son toda la solución, pero hacia futuro parece que así lo es.

Las renovables están avanzando y si hoy todavía no lo han hecho es porque justamente también qué recomiendan en cuestión regulatoria.

En otros países no tienen el monopolio sobre la red eléctrica, algunos obviamente sí lo tienen, pero en el caso específico vamos a tener nuevas centrales y les vamos a exigir que pongan más infraestructura, pero ellos no van a ser dueños de esa infraestructura o quizá no sea viable para esos proyectos, como ya han pasado con varios.

¿Cómo se arregla esa solución? Cuando en el caso de México el monopolio lo tiene el Estado y lo controla CFE.

Lic. Luis Bravo Navarro: ¿Quieres contestar, Carlos?

El doctor Héctor Altuve Ferrer. Adelante, doctor.



Dr. Héctor Altuve Ferrer: Buenas tardes. Muchas gracias por su secuencia de preguntas, realmente son más de una.

A mí me tocó participar junto con el ingeniero Carlos Morán en la evaluación del tema de las protecciones del sistema, por eso me voy a referir fundamentalmente a esa primera parte de sus preguntas.

La protección de un sistema tiene la función de detectar fallas y desconectar el elemento fallado, por ejemplo, abrir los interruptores de una línea que haya fallado para preservar la operación normal del resto del sistema.

La mayoría de los eventos son un corto circuito y la protección tiene que operar para desconectar ese corto circuito, y entonces existen estos medios que son los relés de protección, los interruptores, los relés detectan el problema, los interruptores abren para desconectar.

Y como decía el doctor Mota, por la importancia de las líneas que protegen en el caso de la red de transmisión, ir en redundancia en esas protecciones.

Hay dos protecciones primarias relativamente independientes y además hay una protección de respaldo.

Hay otros tipos de problemas que también deben ser detectados por las protecciones, pero en general la protección fundamental es contra cortos circuitos y la idea es también desconectar muy rápido para evitar que el problema se propague y genere, como en este caso, una oscilación de potencia que al final terminó provocando la desconexión de otras líneas y, como resultado de eso, se perdió generación, carga y servicio a los consumidores que es lo más importante.

Con respecto al estado de las protecciones, yo diría que la red de transmisión de México tiene en general un buen sistema de protecciones en cuanto a la tecnología, tiene equipos en general los relés de protección, los interruptores sí detectamos que algunos de ellos son de tecnologías son anteriores, y una de las recomendaciones que estamos haciendo es que los interruptores sean renovados.

Encontramos estos problemas en los canales de comunicación, yo diría que los relés de protección están en buen estado, pero los relés de protección dependen de los ajustes que tienen asignados y esos ajustes dependen de los estudios que se hacen para determinarlos.

Entonces, ahí es donde también encontramos problemas, incluso en las redes de protección. Por ejemplo, los disparos monopolares incorrectos que vimos, más bien, los recierres incorrectos, se deben a problemas de ajustes en equipos que están en buen estado.

Entonces, yo diría que el estado físico del eje de protección que pudimos ver es bueno, sin equipos modernos de alta tecnología, pero no confiamos en los ajustes que tienen esos equipos, entonces un problema es ese, y esto nos lleva al tema de la experiencia del personal. Son ingenieros jóvenes, ingenieros que han tenido la



valentía de trabajar en algo tan importante, como la protección de la red de transmisión, pero que están necesitados de capacitación.

Entonces, ¿qué puede haber en las protecciones de la red de transmisión hoy? teniendo una buena tecnología en el eje de protección, pues es cuestión de una revisión más profunda, por eso una de las recomendaciones que estamos haciendo es que se revisen los ajustes de las protecciones de toda la red de transmisión, sobre todo las líneas de 400 y 230 KV, y también en las plantas generadoras, también.

Sin visitar las plantas lo que pudimos ver es que también hay operaciones de las protecciones de planta generadora que no debieron ocurrir, algunas son debidas, otras no, para este disturbio, pero sí realmente se requiere una revisión a fondo de los ajustes.

Lic. Luis Bravo Navarro: Muchas gracias, doctor.

Pregunta: Nada más una duda.

Ante las fallas, ¿creen que las empresas pudieran demandar alguna compensación, que hayan sufrido obviamente alguna interrupción en sus procesos, en sus máquinas, algún daño contra la CFE, contra el particular que estaba probando su central eólica? No parece in caso fortuito, es a lo que voy.

Dr. Héctor Altuve Ferrer: El tema legal, como decía el doctor Mota, los ingenieros no estamos muy adaptados, digamos, a trabajar con abogados, nosotros tomamos decisiones técnicas.

El que haya una demanda o no, depende ya de las decisiones, si es que viene, por ejemplo, de los generadores independientes, de los privados; depende de una decisión de ellos.

Las fallas son inevitables, es imposible diseñar y construir un sistema eléctrico de potencia infalible, siempre van a ocurrir fallas, en particular en las líneas aéreas de transmisión que están expuestas a las inclemencias del tiempo, a los incendios, el 80 por ciento de las fallas que ocurren en los sistemas eléctricos, ocurren precisamente en las líneas eléctricas aéreas, y esas fallas son inevitables, no podemos evitar que le caiga un rayo a una línea que alguien prenda un incendio bajo una de las líneas, que un tornado dañe una estructura, van a seguir ocurriendo fallas.

Y la función de las protecciones es precisamente esa, antes que si quiera los operadores del sistema se den cuenta que algo está pasando, las protecciones operan automática e instantáneamente para desconectar el elemento fallado.

No son infalibles, pero sí realmente resuelven la mayoría de los problemas, claro, cuando el sistema es ya débil como éste, estas características de sistemas longitudinales, la capacidad de soportar esos eventos se reduce y entonces es cuando los eventos se propagan y se convierten en grandes disturbios que terminan en apagones.



Pregunta: Perdón, Luis.

Sobre las líneas de transmisión, ¿les parece viable que sigan canceladas durante tres, cinco o 10 años? O sea, ¿podemos sobrevivir realmente sin esas líneas de transmisión que están canceladas?

Dr. Héctor Altuve Ferrer: ¿A qué le llama cancelada?

Pregunta: En el último plan de PRODESEN aparece como cancelada la línea de transmisión.

Dr. Héctor Altuve Ferrer: Ah, no, proyectos.

Yo creo que las inversiones en transmisión son inevitables. El 50 por ciento de inversión capital de un sistema en generación, otro 30 por ciento en transmisión, otro 20 por ciento en distribución.

La carga en México crece en promedio un 4 por ciento anual con variaciones por regiones y es inevitable que tanto generación, como transmisión, como distribución le sigan el paso al crecimiento de la carga. Por tanto, la transmisión también tiene que crecer.

Como decía el doctor Mota, una forma de postergar las inversiones en transmisión es aumentar los automatismos, los sistemas automáticos que cuidan el sistema, pero obviamente eso tiene un límite. O sea, las inversiones tanto en generación, como en transmisión, como en distribución, en cualquier sistema eléctrico tienen que seguir.

Lic. Luis Bravo Navarro: Gracias, doctor.

Por este lado Diana, por favor.

Pregunta: Hola, qué tal, buenas tardes. Diana Nava, de Expansión.

Yo tengo tres preguntas. La primera es, mencionan a un permisionario de una subestación, me gustaría saber si nos pueden decir quién es este permisionario.

La segunda es, hacen una recomendación de una política pública en la materia, quisiera saber si nos pueden ayudar a saber qué cosas tienen que contener esta política pública, qué cosas tienen que abordar.

Y la tercera, hablan que si sigue esto como hasta ahora puede haber problemas en otras instalaciones a futuro. ¿Qué tipo de cosas o qué tipo de eventos fortuitos podemos ver en dado caso de que se continúe el sistema como está ahora?

Gracias.

Lic. Luis Bravo Navarro: Adelante.

Ing. Ricardo Mota Palomino: Yo podría responder la última.



Nosotros hicimos énfasis en que hay que aprovechar a pie juntillas lo que el código de red vigente establece, y el código de red establece que la inserción de nuevas centrales independientemente de su tecnología es mejorar el desempeño del Sistema en los aspectos de seguridad, confiabilidad, etcétera.

Y aquí lo que ha sucedido es que se abren líneas de transmisión que estaban diseñadas para transmitir grandes bloques de energía entre regiones del país para darle pie a una planta que tiene factores de plantas inferiores al 40 por ciento, quiere decir que 60 por ciento del tiempo no van a estar.

Sin embargo, el aprendizaje de este disturbio es que ahorita esté en pruebas una central que degradó la seguridad del corredor de transmisión entre Nuevo León y Tamaulipas.

En el invierno hay energía fluyendo en bloque hacia el sur del país, en el verano por el calor es al revés, del sur al norte.

Entonces, lo que estamos diciendo es que tenemos que revisar con cuidado que estas solicitudes de inserción a la red realmente cuando discutimos este tema hablábamos que es como cuando dicen que nace un niño y trae su torta bajo el brazo, cuando se abre la capacidad a nuevos proyectos de generación que van a tener un impacto en la red debe de venir acompañada con las soluciones técnicas que permitan realmente mantener el control y la seguridad del sistema.

Entonces, lo que estamos diciendo es que hay que observar con fuerza, digamos, con dureza lo que el Código de Red vigente establecen.

Entonces, nos encontramos con un acta de revisión de instalaciones, a pesar de que nosotros de una visita superficial encontramos una serie de incumplimientos.

Entonces, eso nos causó gran extrañeza y por eso regresamos a los documentos legales, tuvimos que rastrear quién es responsable de qué para poder emitir una opinión por lo menos.

Entonces, ese es el tema.

Lic. Luis Bravo Navarro: Gracias.

Adelante, adelante, maestro.

Mtro. Nahúm Ramón Vargas: Sí, la B, ¿verdad? La B dice qué recomendaciones tenemos a la política pública.

Bueno, es sabido, es sabido que cualquier sistema eléctrico, cualquier sistema eléctrico en cualquier parte del mundo es vulnerable, es vulnerable, puede presentar fallas, esta no es la excepción, cualquier sistema eléctrico ha tenido eventos.

Lo que se está viendo no únicamente en México, en muchos países se está viendo que el grado de penetración de renovables, si bien, están los beneficios



econológicos, medio ambiente, eso no está a discusión, lo que sí es importante es la debilidad que están incorporando la penetración de renovables, más débil al sistema.

Hay un concepto que se llama inercia, respuesta de inercia, que eso lo probé en generadores rotatorios. Los renovables inherentemente carecen de respuesta inercial. Eso a medida que vayan a decir más grandes las penetraciones de sistemas eléctricos, se hace más vulnerable, más fluctuaciones de voltaje, más fluctuaciones de frecuencia y por eso es donde viene la discusión, ¿verdad? Igual no somos aquí, creo que reguladores, ni mucho menos, pero la opinión es técnica, que sí se requiere generación de respaldo, vamos a decirlo, que sí está puesta, pues, pero sí hay que, que no quede en letra muerta, sí tiene que haber un respaldo de suficiente generación síncrona para compensar esos cambios de generación asíncrona.

Y eso es para cualquier sistema electrónico, no únicamente el mexicano.

Lic. Luis Bravo Navarro: Muchas gracias.

Falta responder una pregunta más de Diana, que era cuál era el nombre del permisionario, ¿correcto? El nombre del permisionario lo tiene el maestro.

Ing. Ricardo Mota Palomino: Pues nos costó trabajo también dar con el nombre, pero actualmente se llama San Carlos, así se llama la subestación San Carlos Potencia, la planta se llama San Carlos.

Nosotros tuvimos relación con el tecnólogo, que es la empresa Acciona de España.

Lic. Luis Bravo Navarro: ¿Empresa qué? Perdón.

Ing. Ricardo Mota Palomino: Acciona, pero esa es toda la información que nosotros tuvimos en la mesa.

Lic. Luis Bravo Navarro: O sea, San Carlos es el nombre de la empresa, el permisionario que estaba subiendo la energía.

Ing. Ricardo Mota Palomino: Así es.

Lic. Luis Bravo Navarro: De acuerdo.

Okey, ¿alguien tiene alguna otra pregunta?

A ver, Diana, para que le pasen el micrófono.

Pregunta: Sí, hola, buenas tardes.

Me gustaría hacer una serie de preguntas. En ese entonces se escuchó el documento de Protección Civil de Tamaulipas.

Y me gustaría saber qué respuesta nos tienen sobre esta investigación, si es que realmente fue o no un documento apócrifo.



Y en ese entonces también hicieron una conferencia de prensa donde nos explicaban a los medios de comunicación si en esta investigación ya por supuesto, donde decían que la causa había sido una quema de un pastizal que dañó estas líneas que me imagino que son las que nos explicaron.

Pero en realidad el origen fue esa quema del pastizal o más bien fue una falla en las líneas que se complicó con la quema del pastizal.

Me gustaría ver si me podrían ayudar con estas preguntas por favor.

Lic. Luis Bravo Navarro: Adelante.

Ing. Ricardo Mota Palomino: Nosotros visitamos el sitio donde presuntamente ocurrió la falla, había vestigios de hierba quemada, pero realmente nosotros no emitimos juicio hasta tener acceso a los registros de los dispositivos electrónicos de los extremos que son los que nos dieron la información de que había habido una falla a 19 kilómetros de la subestación de Güémez, Tamaulipas.

Entonces, tanto de la primera línea como de la segunda que las dos reportaron una falla por incendio, nos dieron el sitio y el registro de las variables eléctricas que apuntaron a ese lugar.

Entonces, sin ser peritos en incendios, en ingeniero eléctrica, sí nos dijeron que la falla había sido donde la Comisión declaró que se había presentado el par de fallas.

Es un problema de física, entonces había un basurero abajo, estaba rodeado de arbustos, se prendió, ellos reportaron altas velocidades de viento que avivan las flamas, se calienta el aire y el aire caliente es propicio para conducción eléctrica.

Entonces, la falla es a través de la columna de aire caliente que produjo el incendio.

Y la segunda falla se presenta en el conductor contiguo al primero, entonces la segunda falla que se presentó un minuto 12 segundos después igualmente los dispositivos electrónicos conectados en los extremos de las líneas reportaron el lugar donde había sido.

Vimos vestigios de incendio y tuvimos los registros electrónicos que nos dieron el punto donde había estado la falla y la fuimos a visitar, fuimos a visitar el sitio.

Pregunta: Entonces podríamos decir que este apagón que suscitó en ese entonces fue un cúmulo de diferentes cosas.

¿Ustedes mencionan esto del permisionario de San Carlos, la falla en la línea de transmisión y se sumaría esta parte física del incendio? ¿Así sería correcto reportarlo?

Ing. Ricardo Mota Palomino: Así es, la falla nace con el incendio.



Las protecciones fallan porque habían estado manipulándolas y dejaron un equipo sin probar conectado en forma permanente indebidamente.

El problema es que hasta antes de nuestra visita nadie había comentado que allí estaban insertando esta nueva planta ni que habían estado trabajando en las instalaciones, es lo que nos lleva a dedicar más tiempo a regresar a visitar, inclusive visitar la central, la subestación, y es lo que da lugar a los comentarios que finalmente estamos emitiendo.

Pregunta: ¿Y respecto al documento? por favor.

Ing. Ricardo Mota Palomino: Perdón, al documento.

Pregunta: Perdón, al de Protección Civil de Tamaulipas donde decía que ellos desconocían un documento que ustedes nos mostraron en la conferencia de prensa de ese entonces y ellos decían que no, que este documento ellos no lo habían emitido y que ellos no sabían de un incendio en esta zona que ustedes reportan.

Ing. Ricardo Mota Palomino: Sí, bueno, en realidad eso quedó a nivel de medir y cuando a nosotros nos contratan para ir a constatar qué fue lo que sucedió, nosotros nos sentimos tranquilos cuando recibimos los registros de las protecciones que nos dicen. Efectivamente.

Nosotros les llamamos fallas de alta impedancia, que son las típicas de una conflagración de este tipo. Entonces, nosotros no vimos el incendio, nosotros no vimos los documentos que se cruzaron antes, simplemente nosotros tuvimos acceso a la información producida por los medios electrónicos y ahí fue donde se constató que ese era el punto de la falla, sí vimos los vestigios del incendio, aunque nosotros estuvimos tres meses después, inclusive nos mostraron cómo habían construido un basurero nuevo para evitar que la gente tirara basura debajo de la línea y eso es lo que nosotros tenemos.

Para nosotros técnicamente fue una falla producida por una conflagración, atribuible a un incendio y los dispositivos electrónicos los registraron y nos entregaron las pruebas que ahí estaban tanto del lado de Nuevo León como del lado Tamaulipas, coincidían con el punto del siniestro.

Lic. Luis Bravo Navarro: Me permite hacer una precisión, Diana, para que no se tergiverse la información.

Tú acabas de decir que ustedes dieron a conocer, ¿no? ellos son expertos independientes que se contrataron específicamente para hacer la investigación a la que han hecho referencia a lo largo de este tiempo, ellos no emitieron ninguna opinión en relación a eso, nosotros en su oportunidad lo dimos a conocer.

E insisto, este ejercicio es, deriva a partir de este análisis que están dando a conocer en este momento, tanto el Director como la Secretaría de Energía, así como los medios de comunicación, en un ejercicio de transparencia, sobre todo precisar eso, para que no haya confusiones ese sentido.

¿Alguien más tiene alguna pregunta?

Allá por favor, atrás precisamente, por favor.

Pregunta: Gracias, buenas tardes. Miguel Ángel Ensástiga, del Sol de México.

Retomando una pregunta de mi compañera Diana, mencionaron acerca de las posibles fallas que pudieran presentarse en otros puntos, entonces saber si nos pueden compartir en dónde podrían presentarse estas intermitencias de no ser atendidas.

Y, si me lo permiten, para el señor Bartlett, aprovechando que está aquí. Pues justamente, ¿qué responden a estos señalamientos, sugerencias de las mayores inversiones de los mayores ingenieros de renovar todo ese sistema, hay ánimo, hay presupuesto para llevar a cabo toda esta renovación? Muchas gracias.

Lic. Luis Bravo Navarro: Director, ¿quieres tomarla o la tomo? Adelante, doctor Altuve.

Dr. Héctor Altuve Ferrer: Sí, como decía voy a contestar la primera parte de la pregunta referente a dónde puede haber fallas, así la entendí.

Como decía hace un rato, las líneas aéreas de transmisión, subtransmisión y distribución son las más expuestas a posibles problemas que son inevitables y que son impredecibles. No sabemos en qué punto del sistema va a caerle un rayo a una línea, ni siquiera a una línea, un rayo cercano también puede provocar una sobretensión y dañar un aislador y provocar una falla; no sabemos bajo qué línea va a haber un incendio y precisamente la impredecibilidad de ese tipo de eventos hace que haya que tener protegido todo el sistema.

Aquí no se trata de adivinar dónde va a ser el problema, aquí se trata de tener el sistema protegido para que donde quiera que surja el problema haya una acción automática que mitigue el problema.

El problema ya está, es una falla, hay que desconectar lo más rápido posible para evitar que se propague el problema y se convierta en un disturbio que pueda terminar en un apagón, pero realmente predecir dónde va a ocurrir una falla hoy no es posible.

Lic. Luis Bravo Navarro: Gracias, doctor.

¿Alguien más tiene una pregunta?

Yo tengo aquí unas preguntas que nos han hecho llegar algunos compañeros de los medios a través de las redes.

Me parece importante precisar el nombre completo de la empresa El Parque Eólico San Carlos es de la empresa ACCIONA, para que no haya confusión. Entonces, ese es el nombre del permisionario al cual han hecho referencia.

Por otro lado, Nayelli Meza pregunta: Hago la pregunta, aunque no va a ser posible responderla, y ahorita les digo por qué. ¿Presentarán la documentación completa para conocer la compra de gas que se realizó durante días posteriores a la interrupción del suministro eléctrico el 15 de febrero”.

Es un tema que no tiene nada que ver con el tema que estamos abordando, esto es una decisión de la CFE y de acuerdo a algunas preguntas que nos han hecho en relación a otros temas y además abonando a este yo creo que es importante, si el director así lo permite, después hacer una rueda de prensa en días posteriores para fijar el posicionamiento de otros temas que tienen que ver con los que le inquietan mucho a nuestros compañeros de la prensa.

Por lo pronto hoy nos concretamos justamente al tema del día de hoy.

Iliana Chávez, de Factor Energético, dice: “¿Los disturbios generados por las plantas intermitentes evidencian que no han cumplido con el código de red?”

Ing. Ricardo Mota Palomino: Por lo menos lo que nosotros observamos en este evento nos sorprendió y por eso lo manifestamos encontrar un cumplimiento documental del protocolo para permitir la conexión de una nueva central, pero encontrar incumplimientos físicamente en nuestra visita en contra de lo que el perito había manifestado.

Entonces, no nos toca a nosotros decidir qué hacer con eso, simplemente sigue estando en una situación de poca seguridad la interconexión Monterrey-Tamaulipas y la planta está conectada y en pruebas y no sé cuándo vaya a entrar en operación comercial, pero la red está debilitada, pero existe un certificado de cumplimiento. Eso es lo que nosotros encontramos.

Lic. Luis Bravo Navarro: Muy bien, adelante, adelante, doctor.

Dr. Nahúm Ramón Vargas: Una cuestión del incumplimiento al incumplimiento de los generadores en general, no solamente los renovables, en general.

Lo que encontramos fue que hay generadores que se desconectaron indebidamente, o sea, la frecuencia que va cayendo, va cayendo, si desconectamos un generador la frecuencia cae más, si desconectamos otro generador cae más, ¿hasta dónde? Hasta que aguante el sistema.

Entonces, un sistema donde no tengamos control sobre los generadores, que se disparen cuando ellos quieran, pues va a ser un colapso total.

Es el punto que tratamos de enfatizar en el estudio, de que los generadores deben cumplir cabalmente el Código de Red, ¿por qué? Porque eso es la seguridad del sistema eléctrico, así de sencillo, un sistema débil aparte de la debilidad eléctrica que ya se comentó en la red, los generadores deben permanecer lo más tiempo posible conectados, si se desconectan es un sistema propenso a un colapso, como casi nos pasó el 28 de diciembre.



Lic. Luis Bravo Navarro: Gracias.

Adelante, doctor Altuve.

Dr. Héctor Altuve Ferrer: Yo quería añadir ahí, la pregunta comienza diciendo los disturbios provocados por los generadores independientes y la aclaración que quiero hacer ahí es que todo disturbio de un sistema eléctrico es de naturaleza multifactorial.

Es difícil decir: “este disturbio ocurrió por esto”, la presencia de la generación intermitente, que como se decía, no añade inercia al sistema, es uno de los factores que puede incrementar, digamos, las proporciones en un disturbio, pero no podemos decir que un disturbio es atribuible solo a la presencia de generación intermitente.

Está la falla, están en el caso de este disturbio en particular, ocurrieron los dos cortos circuitos que sacaron simultáneamente dos líneas que estaban transmitiendo un buen bloque de potencia del norte hacia el sur, hubo el problema de la operación incorrecta de esas protecciones y de otras cuatro líneas y el resultado que se perdió casi totalmente el enlace norte-sur.

Todavía ahí los generadores independientes donde entraban en el conjunto de factores que contribuyó a incrementar el disturbio.

Entonces, quiero decir claramente esto, no hay un disturbio cuyo origen se pueda asociar con una sola causa, son multifactoriales y generalmente se da la tormenta perfecta cuando se llega a un disturbio de esta naturaleza que hay la tercera parte de la carga conectada, 10 millones de usuarios afectados.

Ya esos son los casos extremos, hay disturbios de distintas magnitudes, en este los factores se combinaron de tal manera que llegamos a lo que ustedes conocen.

Lic. Luis Bravo Navarro: Gracias, doctor.

¿No hay alguna otra pregunta por parte de los compañeros de la prensa?

No sé si a manera de conclusión quisiera decir algo o aquí cerramos, porque las otras preguntas que tengo aquí tienen que ver con cuáles son las acciones que tomaría la CFE en relación a las recomendaciones.

Entonces, les decía yo, en otra ocasión, en otra oportunidad estaremos dándoles a conocer.

De manera que agradecemos mucho su participación a este dictamen que han hecho y a los compañeros de los medios de comunicación les reiteramos que próximamente estaremos en contacto.

Muchas gracias y muy buenas tardes.

--oOo--