

VERSIÓN TAQUIGRÁFICA

BUENOS AIRES – 3 DE JULIO

REUNIÓN DE LA COMISIÓN DE MINERÍA, ENERGÍA Y COMBUSTIBLES

– En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en el Salón Eva Perón del H. Senado de la Nación, a las 10:18 del 3 de julio de 2019:

Sr. Presidente (Pereyra).- Buenos días.

Primero quiero agradecer la presencia del secretario de Energía, Gustavo Lopetegui, y de todo su equipo en esta invitación que hemos hecho a la Comisión de Energía, Minería y Combustibles, a los efectos de que pueda explicar la interrupción del suministro de energía eléctrica ocurrida el 16 de junio. Esto es lo que vamos a tratar en primer lugar.

En segundo lugar, vamos a considerar un tema que ingresó a la Comisión de Energía a través de una nota dirigida al presidente de la Comisión que dice lo siguiente. Me dirijo al señor presidente a fin de solicitar que, como reglamentariamente corresponda, se sirva disponer que se cite a la Comisión al señor secretario de Energía de la Nación, contador Gustavo Sebastián Lopetegui, para exponer sobre el concurso público internacional costa afuera número 1 -citan el número de llamado y el decreto 872/18-, pliego de bases y condiciones aprobado por resolución de esa Secretaría número 65/18, teniendo en cuenta que, como consecuencia de la compulsión, tres áreas de la cuenca Malvinas Oeste serán adjudicadas a empresas británicas, resulta preciso que el señor secretario de Energía exponga sobre los interrogantes relacionados con todas las cuestiones que se deriven en conceder amplia operación en la zona adyacente a las Islas Malvinas a buques de la bandera de la nación que disputa con nuestro país la soberanía de las mismas. Continúa diciendo que, descontando su atención a la presente, saludo a usted cordialmente. Firman los señores senadores José Anatolio Ojeda y Catalán Magni. Esto, como señalé, lo vamos a tratar en segundo término. En primer término vamos a tratar el tema central, que es el de la interrupción de la energía eléctrica.

También quiero agradecer en esta circunstancia a los invitados, que son el señor secretario de Gobierno y Energía, Gustavo Lopetegui, al secretario de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, contador Juan Garade, al secretario de Hidrocarburos y Combustibles, ingeniero Carlos Casares, al subsecretario del Mercado Eléctrico, ingeniero Juan Luchilo, y a todos los funcionarios que acompañan al secretario de Gobierno y Energía.

Así mismo están presentes por invitación del presidente de esta Comisión el señor secretario de Estado de Energía de la provincia de Río Negro, el doctor Sebastián Caldiero, y el presidente de la Cooperativa Provincial de Servicios Públicos y Comunitarios Limitada (CALF) de la Ciudad de Neuquén, ingeniero Carlos Chiapone.

Además, el señor secretario me informa que también se encuentran presentes los señores técnicos y funcionarios de la Universidad de La Plata.

Para dar inicio quiero decir que vamos a desarrollar esta reunión en el marco del respeto que tiene que haber y que siempre ha caracterizado a esta Casa. Se tratarán únicamente los temas que nos ocupan y no se puede derivar en otros temas que no sean los centrales que tenemos para tratar. Muchísimas gracias.

Adelante, secretario.

Sr. Lopetegui.- Buenos días. Muchas gracias, senador Pereyra. Buenos días a todos los miembros de la comisión y a todos los asistentes.

Hace diecisiete días, el domingo 16 de junio, el día del apagón, dijimos que en ese momento se estaba iniciando una investigación y que en alrededor de quince días íbamos a tener los primeros resultados preliminares que nos permitiesen

conocer qué era lo que había ocurrido. Hoy es el día diecisiete y estamos acá para dar esos resultados que, aunque sean preliminares, ya nos permiten conocer qué es lo que ocurrió.

Eso se ha realizado a través de un informe de CAMESA, como prevé el marco regulatorio, y de un informe de Transener, la empresa que se encarga del transporte de alta tensión en nuestro país. No obstante, por la extensión del evento también ha intervenido la Secretaría de Energía. En efecto, a pesar de que eso no está previsto en el marco regulatorio y que en general son CAMESA y el ENRE -el ente autárquico que después va a ser el que va a tener que evaluar todos los informes-, dada la extensión y seriedad del evento, desde la Secretaría de Gobierno de Energía hemos intervenido y hemos tenido la suerte de contar con el apoyo de los especialistas de la Universidad de La Plata, ya que el equipo eléctrico de dicha universidad es uno de los más prestigiosos del país.

Lo que puedo decir, habiendo transcurrido diecisiete días del inicio de esa investigación, es que ya tenemos un claro diagnóstico de lo que ocurrió -ya sabemos lo que ocurrió, ahora se los voy a contar paso por paso- y también tenemos identificados a los responsables de cada una de las fallas que ocurrieron.

Por otro lado, desde el mismo momento de la ocurrencia del evento se han tomado las medidas preventivas para que este no vuelva a ocurrir.

Y, por último, como esto todavía es información preliminar, también les vamos a contar el proceso que marca la ley que tenemos que seguir en estos casos, que es un proceso que demora tiempo, pero cuando estos informes estén terminados el ENRE, el organismo regulador del servicio eléctrico -que es un organismo autárquico-, cuando estén finalizados estos informes realizará su dictamen y establecerá las sanciones. Las sanciones no las establece la Secretaría de Energía sino que las establece el ENRE.

Hemos recibido una serie de preguntas, tanto de los miembros de la comisión como de otros miembros del Congreso; y también hay algunas preguntas que están en el ambiente, ya sea en los medios especializados, con lo cual hemos preparado un informe que lo que intenta es responder a todas esas preguntas.

Este informe que lo van a ver, y lo tienen en pantalla -después va a estar disponible para el público en general- durará unos 45 minutos. Espero que este informe responda todas las inquietudes que hemos recibido; pero de cualquier manera, lógicamente, después de que termine mi exposición habrá preguntas y respuestas sobre todas las dudas u omisiones que haya habido en el informe frente a las preguntas que hemos recibido.

El informe está organizado en nueve partes, que se muestran en este índice de contenidos. El primero son conceptos generales sobre el sistema eléctrico. Tanto la generación como la transmisión y la distribución de energía eléctrica es un tema bastante técnico; bastante más técnico si tuviésemos que hablar de hidrocarburos. Con lo cual, pensamos que hacía falta una breve introducción de cómo funciona el sistema eléctrico, para después entender cabalmente las fallas que es lo que provocaron.

No dura mucho esta primera sesión. Creemos que muchos de ustedes ya conocerán lo que voy a contar acá, pero quizás otras personas no. También, como este informe después va a estar disponible al público en general, pensamos que valía la pena hacer una explicación de los rudimentos acerca de cómo funciona un sistema eléctrico para entender las fallas que ocurrieron y por qué tuvieron los efectos que tuvieron.

Segundo, cuál era la situación del sistema en el segundo previo a la

ocurrencia del evento. El evento en total duró treinta segundos, pero en realidad las fallas ocurrieron durante diez segundos. Después, el sistema tiene un tiempo de espera de veinte segundos para tratar de ver si vuelve la estabilidad y como no volvió la estabilidad durante esos veinte segundos, ahí se produjo el apagón generalizado.

Tercero, voy a relatar en detalle –y, en este caso, detalle significa segundo a segundo, porque las cosas ocurrieron en pocos segundos– la secuencia del evento.

Cuarto, las causas por las que ocurrió.

Quinto, cómo fue la recuperación del servicio.

Sexto, de quiénes son las responsabilidades, en orden de ocurrencia, de cada una de las fallas que ocurrieron.

Séptimo, las acciones preventivas y correctivas, algunas que se tomaron desde el mismo momento del inicio del evento y otras que siguen ocurriendo y que seguirán sucediendo en los próximos meses.

Octavo, cómo es el proceso para la determinación de las penalizaciones. Como dije antes, las penalizaciones no las aplica la Secretaría de Energía, sino que las tiene que aplicar el ENRE, que tiene autarquía y posee un protocolo marcado por la ley, por el marco regulatorio, de cómo y qué sanciones puede y debe aplicar.

Por último, para poner un poco en contexto cómo es nuestro sistema eléctrico, compararlo con cómo se desempeña nuestro sistema eléctrico con algunos países del mundo, que también tuvieron eventos similares y cómo se desempeña versus cómo se desempeñaba hace veinticinco años, es decir, la secuencia de lo que ocurrió con nuestro sistema eléctrico en un plazo extenso de tiempo.

Entonces, voy al primer capítulo, que sería una breve introducción de cómo funciona el sistema eléctrico en la Argentina y en cualquier país. La primera noción importante es que está dividido en tres segmentos: el segmento de generación, el segmento de transporte y el segmento de distribución.

Tanto el transporte como la distribución son considerados por la ley de servicio público, no así la generación. El transporte es responsabilidad regularlo por el Estado federal y la distribución es responsabilidad de cada una de las provincias.

Tenemos setenta y cuatro distribuidoras en el país con distintos tipos, todas dependiendo de una autoridad provincial, de un marco regulatorio provincial, pero tienen características diferentes porque hay empresas privadas, empresas estatales provinciales, cooperativas. Hay provincias que tienen una sola distribuidora y hay provincias que tienen infinidad de distribuidoras, dependiendo de sus características de población y de extensión.

En el otro extremo, la generación es un negocio que está fundamentalmente en manos del sector privado, pero que también el sector público tiene parte. Por ejemplo, todas las centrales nucleares pertenecen al sector público, a una empresa que se llama NA SA, Nucleoeléctrica Argentina.

La generación eléctrica está compuesta de una serie de generadores. Si hablamos de generadores relevantes, de tamaño, hay en el país unos ciento cinco generadores; no significan ciento cinco empresas sino, para ponerlo en términos más claros, son ciento cinco máquinas. Esas máquinas generan electricidad con una determinada tensión, más baja que la que se necesita para poder transportar la energía; con lo cual, tiene que haber un transformador que eleve la tensión, para poder llevarla a la red de alta tensión.

La red de alta tensión es la segunda parte, es decir, el transporte que en la Argentina va de 500 kilovoltios hasta 132 kilovoltios. A mayor tamaño del valor es

energía a distancias más largas. Mientras más larga es la necesidad de transporte de energía se usan redes de mayor tensión para evitar la pérdida de energía. A mayor tensión se pierde menos energía; por eso, redes a partir de más de mil kilómetros, conviene utilizar redes de alta tensión que son más costosas, pero que disminuyen la pérdida de la energía. La red de 500 kilovoltios en la Argentina está en manos de una empresa que se llama Transener, que fue fruto de la privatización ocurrida a inicio de los 90.

Durante ese transcurso del viaje de la electricidad por las líneas de alta tensión, hay grandes usuarios que pueden tomar electricidad directamente sin pasar por ningún intermediario más. En este caso, pusimos el ejemplo de Acindar o Aluar, que se pueden colgar de la red directamente y lo hacen y directamente compran su energía de los generadores sin tener que pasar por ningún intermediario más.

Pero es el caso del resto, de las empresas, de todos los hogares y de todos los comercios del país, que necesitan distribuidoras que lo que hacen es: transformadores que vuelven a bajar la tensión, tienen líneas de transmisión pero de mucha menor tensión, de 33 a 13,2 kilovoltios y ahí sí se conectan todos los hogares de nuestro país. Tenemos una cobertura de casi el 98 por ciento de los hogares a la red eléctrica. Los hogares que no están conectados fundamentalmente son en áreas muy aisladas, rurales, pero tenemos una cobertura de la red eléctrica muy extensa. Para tener un orden de magnitud, la cobertura de la red de gas es de 65 por ciento de los hogares, la de la red eléctrica es del 98 por ciento. Estos usuarios, en la Argentina, utilizan electricidad con una corriente de 220.

Segundo concepto importante es el tema de la frecuencia. La frecuencia es la velocidad a la que viaja la electricidad. Es importante porque después vamos a ver que durante todo el evento lo que ocurrió es una desestabilización de la frecuencia. Y esto nace de lo siguiente: en todo momento el sistema lo que necesita y debe hacer es mantener la oferta igual a la demanda. O sea, permanentemente hay un continuo trabajo –automático hoy, en manos de las computadoras– que iguala la oferta y la demanda, porque la demanda es la que tiene oscilaciones por la hora del día, por el día que es de la semana, por el día que es del mes y por algún evento que pueda ocurrir, que sea más o menos abrupto.

La semana pasada veía el diagrama de consumo de energía eléctrica en Uruguay durante el partido de la Copa América, y durante esas horas bajó sustancialmente el consumo de energía; después de que terminó el partido volvió a subir. Eso no es baja abrupta como cuando pasa un cortocircuito. Pero la oferta tiene que estar preparada para estar ajustándose permanentemente a esa demanda. Y por eso está la balanza, porque es un permanente juego, una permanente danza entre subidas y bajadas de la demanda y subidas y bajadas de la oferta para acomodarse a esa demanda.

Este equilibrio se refleja en lo que se llama frecuencia, la cual debe mantenerse constante en un rango muy, muy pequeño. La frecuencia se mide en una unidad que se llama Hertz, que son las revoluciones por minuto a la que giran los rotores de cada uno de los generadores de energía.

En la Argentina eso está seteado a que la electricidad debe viajar a 50 hertz, con un desvío máximo tolerado de 0,2 hertz para arriba o para abajo. O sea que el sistema puede operar entre 48,8 y 50,2 hertz. Si se desvía eso empieza la inestabilidad. Cuando baja la demanda produce una alteración de la frecuencia que es compensada con una baja de la oferta para que la velocidad de todo el sistema se mantenga en este rango de 48,8 a 50,2.

El tercer concepto importante es el sincronismo. Para que sea posible igualar

la velocidad de la electricidad en todo el sistema, en todo el país, todos los rotores de todos los generadores de la Argentina deben girar a la misma velocidad. Parece una cosa increíble, casi mágica, pero esto es lo que tiene que ocurrir para que haya electricidad permanentemente; y esto en cualquier país del mundo—.

Pusimos el ejemplo de la locomotora porque las cuatro ruedas de una locomotora tienen que girar sincrónicamente, si no la locomotora no avanzaría, tendría problemas. En el caso de la locomotora eso se logra a través de una biela similar a la biela rígida que tienen todos los motores de los automóviles, los motores de combustión interna para sincronizar los pistones, en ese caso, del motor; para eso está ese eje rígido que une las ruedas de una locomotora: para que giren sincrónicamente.

Si vamos entonces al ejemplo eléctrico, ahí están dibujados los que serían seis rotores de dos polos. Hay rotores de dos polos, de cuatro polos, de seis polos. Todos los generadores giran en sincronismo. Por ejemplo, un generador de dos polos tiene que girar a 3.000 revoluciones por minuto. De la misma manera que se miden las revoluciones por minuto en un auto, se miden las revoluciones por minuto de cada uno de los rotores, de cada generador de energía eléctrica. Dar 3.000 vueltas por minuto equivale a 50 vueltas por segundo y esto es lo que se denomina 50 hertz. Porque los hertz son las vueltas por segundo que da un rotor. Y repito: la velocidad debe ser la misma.

Ahora bien, habíamos visto que en el caso de la locomotora lo que garantizaba el sincronismo era esta biela rígida. En el caso del sistema eléctrico, lo que serían las bielas son las líneas de alta tensión, pero que en este caso actúan como resortes, no son rígidas para permitir determinado des-sincronismo. Pero esa posibilidad de ese margen de que no estén sincrónicamente girando se mide en milisegundos, o sea que a los ojos de un humano todos están girando a la misma velocidad, pero tienen esta red de alta tensión que los une como si fuera un resorte.

Cuando ocurre un cortocircuito como el que sucedió el domingo, lo que hace es desconectar la línea de transmisión, con lo cual en ese momento hay un riesgo de pérdida de sincronismo entre la oferta y la demanda, porque esa energía que se estaba produciendo no se genera más.

La red eléctrica, constituida de línea de transmisión, transformadores, capacitores, tiene un resorte virtual entre cada uno, vinculando cada uno de los generadores, que cuando hay un cortocircuito tiene que apelar a sistemas de protección para corregir ese desbalance.

Estos sistemas de protección son automáticos —porque a la velocidad que ocurren un humano no podría reaccionar—, y son de dos tipos. Los primeros son protecciones para la seguridad de los equipos. Los equipos de potencia —los generadores, las líneas y los transformadores— están conectados a la red y tienen protecciones que actúan cuando los parámetros de la red están fuera de los previstos. O sea, cuando está la tensión fuera de la prevista, cuando la frecuencia está fuera de la prevista, por ejemplo.

Y estas protecciones, por otro lado, para la seguridad del sistema. Una cosa es para proteger los equipos y otra cosa es para la seguridad del sistema. El sistema se llama Sistema Argentino de Interconexión, que normalmente le llamamos el SADI y tiene dos mecanismos: uno, que desconecta la oferta y otro que desconecta la demanda. Porque el problema del des-sincronismo puede ocurrir porque hay demanda de más o porque hay oferta de más. Si hay oferta de más —y esto es importante que lo retengamos porque fue la falla original— existe un mecanismo que se llama Desconexión Automática de Generación; la sigla es DAG.

Esto se usa en la Argentina desde hace más de cuarenta años, y se usa en muchos países. Son sistemas informáticos programados para que cuando ocurre algún evento fuera de los parámetros que estaban programados, automáticamente mande señales a un generador que reduzca su generación total o parcialmente.

Y, de nuevo, esto ocurre en segundos. ¿Para qué? Para evitar la desestabilización de todo el sistema. Y si el problema es, como habíamos dicho, si sobra oferta tiene que actuar la DAG, para mandar una señal y que se baje oferta, que algún generador baje oferta.

Si por el contrario, sobra demanda, existe lo que se llama Esquema de Alivio de Cargas, y en la jerga se lo llama relés de las distribuidoras. Esto está instalado en cada distribuidora, que tiene un protocolo firmado con Cammesa que dice que ante determinada perturbación, automáticamente ellos van a cortar determinado porcentaje de la demanda. Porque la demanda no se puede cortar centralmente. No podemos apagar una palanca en Rosario, que es donde está Cammesa, para decir: “Desconecto esta región”. Porque si lo hiciera, desconectaría una provincia entera. Y cuando se realizan cortes, las distribuidoras tienen identificados sus usuarios y son las que pueden saber cortar un área y no cortar a un hospital, por ejemplo, ante la necesidad.

Esto puede haber ocurrido en el pasado por falta de generación de energía eléctrica, que hay necesidad de cortes programados. Cuando se hacen cortes programados, los que cortan son las distribuidoras, que son las que están en contacto directo y saben qué cliente o qué usuario van a cortar.

El primero –repito– es el DAG, que desconecta la oferta, y el DAG o las DAG están instaladas en los transportistas, que son los que detectan un posible desbalance entre oferta y demanda y manda una señal automática de disminución de la generación total o parcial. O sea, la DAG es para cortar oferta y está instalada y es responsabilidad de los transportistas. En el caso de la red de 500 kilovoltios, es responsabilidad de Transener. Para cortar demanda, son los responsables las distribuidoras, también habiendo programado sus relés de alivio de carga con los parámetros que Cammesa les otorgó y responsabilizándose de cortar determinado nivel de demanda para volver a equilibrar el sistema.

Si vamos a la DAG, nosotros tenemos el país dividido en cuatro grandes DAG. Hay una DAG del NEA, una DAG del NOA, una DAG del gran Mendoza y una DAG del Comahue. Estas son las DAG para el sistema de 500 kilovoltios, el de más alta tensión, las redes troncales que interconectan a todo el país. Además, tenemos DAG regionales de líneas de 132 kilovoltios en NOA, Cuyo, Centro, Patagonia, Litoral y Buenos Aires.

Repito, la DAG es un sistema que permite controlar de manera inteligente la desconexión de una línea de transmisión mediante la desconexión automática del generador o generadores, para mantener estable el sistema luego de una falla. El esquema es de utilización extensiva en distintos lugares de mundo. Brasil, los Estados Unidos y Canadá, por ejemplo, lo utilizan, y en particular es útil en regiones en las que se unen generación y demanda con sistemas de transmisión de alta tensión de gran longitud, de más de mil kilómetros. Por eso, justamente, los países que lo usan son los países de gran extensión, porque países como los europeos por ahí tienen mucha más cantidad de redes de 132 kilovoltios que redes de 500, porque unen puntos de generación y demanda mucho más cercanos.

Y repito, es preferible usar las de 500 –aunque sean más caras de construir– porque hay mucho menor porcentaje de pérdida y cada punto de pérdida de electricidad es mucho dinero. Entonces, vale la pena tener una extensa línea de

redes de 500 kilovoltios, como tenemos en nuestro país, para poder hacer lo más eficientemente posible el transporte de la energía eléctrica. Este sistema se usa desde hace cuarenta años en la Argentina. Y la de 500 kilovoltios son responsabilidad de Transener y las DAG de 132 kilovoltios son responsabilidad de los transportistas regionales.

En el otro extremo, lo que dije. Ya hablamos de disminuir la oferta. Para disminuir la demanda, tenemos los relés de alivio de carga de distribución. Son cortes instantáneos que actúan cuando el desbalance entre generación y demanda hace que la frecuencia –habíamos visto que la frecuencia es la velocidad a la que viaja la electricidad– sale de valores normales y tiene por objeto recuperar la frecuencia. El esquema de alivio de cargas por su frecuencia tiene que estar preparado en cada una de las distribuidoras para cortar, al menos, un 50 por ciento de la demanda abastecida. La pérdida máxima de oferta debería ser en ese caso del orden del 40. ¿Por qué la diferencia del diez? Porque es lo que se necesita de reserva, de colchón. Tener que cortar 50 para poder compensar un corte de 40 y quedarse con ese margen del 10 por ciento, porque el sistema opera permanentemente con una reserva.

En ese cuadro tratamos de explicar esto como un ejemplo conceptual. El eje vertical de este cuadro es la frecuencia, o sea, los Hertz. En la parte de arriba está el valor máximo de 50,2, que es el máximo al que puede funcionar nuestro sistema. El mínimo es 49,8, y es por eso que está pintado de celeste esa área. Esa es la banda de operación normal. La línea roja es cómo vendría la frecuencia en un momento determinado que estaba en un cincuenta coma algo, estaba en una situación normal. De repente, ocurre algo que hace bajar la frecuencia hasta 49,2 y en ese momento tienen que actuar los relés de corte de demanda para volver a la situación normal de frecuencia, para no generar una inestabilidad mayor.

Este tipo de eventos se desarrolla en menos de 30 a 40 segundos. La reducción de demanda es automática. Se efectúa a través de los relés de alivio – relés de alivio de carga, que significa un alivio de tanta demanda– y es obligatoria para toda la demanda, que son distribuidoras y grandes usuarios, que son los dos que reciben energía, reciben electricidad directamente del transportista; o sea, de las redes de alta tensión.

Con esto terminamos la introducción de cómo funciona un sistema eléctrico, los conceptos básicos de sincronismo, necesidad de sincronismo, necesidad de que siempre la velocidad a la que viaja la electricidad esté en un rango muy pequeño, entre 50,2 y 58,8 hertz, y los mecanismos de protección o de corrección, ya sea cortando oferta o cortando demanda.

Vamos a ver entonces qué es lo que pasó el domingo 16 de junio. Primero que nada, vamos a ver con detalle cómo estaba el sistema en el segundo previo a que ocurriese el evento, cuál era la situación, el ambiente en el que se estaba operando el SADI en el segundo previo a que ocurriese el evento.

Este es un esquema de la red de alta tensión de la parte que va desde Rincón, pasa por Salto Grande y llega a Campana. Las líneas rojas son las líneas de alta tensión. Nos podemos concentrar en el tramo que va de Salto Grande –que se llama Coloni Elía la estación– hasta Campana y Belgrano. Ahí hay líneas paralelas instaladas. ¿Por qué? Porque es una región donde traemos mucha energía, mucha electricidad, desde el norte hacia el centro del país.

No en todo el sistema hay doble mano, si no que esta es una ruta de doble mano, porque había una línea más antigua y hace unos años se construyó una segunda. En general, el sistema de transporte está lleno de redundancias. Aun

cuando se corta una línea que no existe, una paralela, se puede desviar la energía por otro camino y el usuario ni se da cuenta de que en ese momento hubo una línea fuera de servicio.

¿Cómo estábamos en el segundo antes, qué había ocurrido antes? Hablábamos de que esto ocurrió el 16 de junio. El 18 de abril –casi dos meses antes–, una de las dos líneas estaba fuera de servicio. ¿Por qué estaba fuera de servicio? Porque Transener tenía que mudar una torre, la Torre 412. Tenía que cambiarla de lugar porque el río había quedado muy cerca de la torre original que llevaba muchísimos años emplazada allí. Y estimaban que se iban a demorar, más o menos, tres meses en hacer la nueva torre y reconectar lo que antes estaba conectado a la torre 412 original con la nueva. Tardaron un poquito menos porque, por casualidad, ayer se volvió a conectar la nueva torre que reemplaza a la 412. Por eso está punteada una de las dos manos de esta doble mano que teníamos.

Esta mano estaba fuera de servicio; lo que inicialmente no implicaba que deberíamos tener algún problema porque tenemos otra línea paralela y porque tenemos caminos alternativos para rodear este espacio. Pero, para asegurar el suministro, lo que hizo Transener correctamente fue construir un bypass –que es la raya paralela que esta en negro– conectando la línea que seguía en servicio hacia el acceso a Campana. Campana es un lugar que usa mucha electricidad, entre otras cosas, porque hay empresas siderúrgicas.

Entonces, para mantener la confiabilidad del nodo Campana y mantener la capacidad de transporte desde el corredor Litoral se modificó la topología de la red. Ellos lo explican así. Quizás es más fácil de entender: se modificó la arquitectura de la red; existe ahora un bypass que en la arquitectura original no existía. Que está bien que exista porque era la manera de garantizar el suministro de Campana y de seguir pudiendo traer la energía del norte que traemos de Yacyretá, de Salto Grande y, cuando importamos, de Brasil.

Esto ocurre todo el tiempo: Transener está cambiando transformadores, que pueden ser grandes como esta habitación, y cambiando líneas. Son mejoras al sistema que ocurren permanentemente por daños o por actualización debido a obsolescencia. A eso se dedican. La inversión de Transener es fundamentalmente en esto, en transformadores y en líneas.

Este era el estado en el que estábamos; en un lugar donde tenemos dos líneas, teníamos una. Eso no es problema, pero sí se había modificado la topología y hasta ahora no había nada que tendría por qué haber causado ningún problema.

Si vemos lo mismo, pero en el mapa, y le agregamos algunos datos, ahí vemos que, entre Colonia Elía y Campana, de las dos líneas, hay una que está en rojo con rayitas. En lugar de una línea entera, esa que está en rayitas era la que estaba fuera de servicio. Y se ve muy chiquito el bypass en una línea horizontal pequeña que une a las dos líneas.

Repito, estaba previsto que esté fuera de servicio, a partir del 18 de abril, por aproximadamente tres meses; ayer se terminó de conectar porque terminaron de mudar esa torre.

Acá, lo que le agregamos es cómo estaba proviniendo y cuánta electricidad estaba proviniendo por este corredor en el momento previo. Son los cartelitos que están el verde. Estaban viniendo 1.780 megavatios de Yacyretá, un nivel bajo –tiene una capacidad bastante mayor, casi el doble– porque había poca agua; estaban viniendo 1.000 megavatios de Garabí, esto es lo que importamos de Brasil; y estaban viniendo 900 megavatios de Salto Grande.

Una aclaración respecto de los 1.000 megavatios que importamos de Brasil:

Tenemos una cierta integración eléctrica con Brasil; la integración que la Argentina tiene con sus países vecinos está en pañales comparado con la integración eléctrica que tienen países más avanzados. Es algo muy importante, es un desafío y una oportunidad que tenemos porque la integración permite utilizar mucho mejor los recursos de los países que están integrados porque tienen diferentes horas, diferentes temperaturas y diferentes lluvias.

Entonces, la manera de minimizar el costo de generación eléctrica, por ejemplo, es que cuando a nosotros nos sobra energía en determinadas épocas del año, se la exportamos a Brasil. En realidad, lo que tenemos es un mecanismo de intercambio porque después ellos nos la devuelven con energía. O sea, no se la vendemos, se la enviamos; hay una cuenta corriente en megavatios. Cuando a nosotros nos sobra, le mandamos energía, porque estamos interconectados; cuando a ellos les sobra, nos la devuelven.

¿Por qué esto es conveniente? Porque con esto abaratamos el costo de todos los usuarios. Como dije antes, es una integración relativamente menor a lo que es la generación total de la Argentina. Y estamos trabajando en una mayor integración eléctrica con Chile, con Brasil y con Uruguay. A Paraguay le sobra la energía eléctrica por las orejas porque tiene Yacyretá. Con lo cual, Paraguay es un exportador neto de electricidad permanentemente. Pero Brasil y Chile son países con los que nos convendría mucho tener un intercambio más profundo de energía. Tenemos algunas cosas; exportamos energía eléctrica a Brasil, que después nos la devuelve. Si hay un saldo, al final del año el país que importó más le paga al que importó menos.

Nosotros habíamos estado exportando energía durante el verano a Brasil y vamos a seguir exportando a partir de septiembre, porque el excedente de gas que tenemos durante nueve meses del año, una buena manera de usarlo, en lugar de cerrar los pozos, es transformarlo en energía eléctrica, ya que tenemos capacidad sobrante de generación. Con lo cual, estos 1.000 megavatios que estaban viniendo de Garabí entran dentro de este programa de intercambio con Brasil.

Y los cartelitos celestes es hacia dónde estaba yendo esa energía; se estaban yendo 1.000 megas hacia Resistencia; 820 hacia el sur por una de las líneas, porque hay también hay una doble línea cuando sale de Yacyretá, y 730 por la otra; Salto Grande estaba mandando 490 hacia Santa Fe; y los restantes 1.650 megas estaban viniendo a este pedazo de la línea, donde había una línea fuera de servicio, llegando al Gran Buenos Aires al final.

Como se ha hablado mucho de que una de las causas del evento fue que estábamos trayendo demasiada electricidad desde el norte, desde Yacyretá y Salto Grande, y que esta línea remanente en operación estaba sobrecargada, les voy a mostrar la operación de esta línea para decir, desde ya, que esa afirmación es falsa. La línea no estaba sobrecargada, nunca operó por encima de sus parámetros de seguridad, que es el cuadro siguiente.

Este es específicamente el tramo Colonia Elía – Belgrano. O sea, de las dos manos, la que continuaba habilitada tiene una posibilidad de funcionar hasta 2.500 amperes, que es la línea roja. Amperes es la intensidad a la que viaja la electricidad. Podríamos haberlo puesto en megavatios, pero técnicamente es más correcto expresarlo en amperes. Después, hay una línea roja punteada, un poco por debajo de la capacidad máxima, que es el límite de seguridad establecido por los protocolos, que está en alrededor de 2.100. O sea que el límite de seguridad está alrededor de 15 o 18 por ciento por debajo de lo que es la capacidad máxima de esa línea.

La línea azul muestra la cantidad de amperes que iban viajando por esa línea desde el 1º de abril en adelante. Desde el 1º de abril hasta el 23 de abril viajaban 500 amperes por esa línea. ¿Por qué digo 24 de abril? Porque es el día –ahí está marcado– que sale de línea la hermana de esta línea. Entonces, sube. Sucede que ahora transportamos; lo que estaba viniendo por la otra, lo transportamos por esta. Entonces, subimos y llegamos al máximo el 9 de mayo de 2.000 amperes, que como ven, sigue estando por debajo del límite de seguridad. Así, baja un poco, pero nos mantenemos con picos máximos de 2.000 amperes, siempre por debajo del límite de seguridad.

El 30 de mayo cae la oferta de Yacyretá por falta de agua. Entonces, para compensar la caída de Yacyretá empezamos a traer energía de Brasil, que en ese momento tenía energía disponible y barata. Repito, podría haberse reemplazado la energía de Yacyretá con mayor generación térmica en Argentina, encareciendo el costo de la electricidad para todo el país. Esto es lo que hace CAMMESA, y correctamente lo hace, porque uno de sus mandatos es utilizar en todo momento la energía más barata disponible de todo el sistema. Entonces, empieza a importar electricidad de Brasil, pero –de nuevo– nunca sobrepasando el límite de seguridad de 2.000 amperes.

El evento es el 18 de junio. Ahí vemos cómo cae. Repito y reafirmo: es falso que la línea de Colonia Elía-Belgrano haya estado sobrecargada en ningún momento. Había estado operando desde el 30 de abril, o sea, durante cuarenta y cinco días, con este nivel de amperaje, cerca del límite de seguridad, pero por debajo de él. Si le pidiésemos a todo el sistema que actuase con niveles de seguridad por debajo de los niveles de seguridad, significa mayor costo en la generación y, por ende, mayor costo de electricidad para todos. Ese es uno de los mandatos que tiene correctamente CAMMESA.

Esto lo decimos nosotros y también lo dice la Universidad de La Plata. Hago una referencia a parte del informe preliminar que nos han enviado: el despacho de generación era acorde a los límites del corredor. No hubo sobrecarga de demasiada importación de Brasil. O sea, este no fue uno de los motivos de la falla. Pero sí tenemos que tener en consideración que estaba viniendo esta cantidad de energía importante desde el NOA.

El segundo estado previo que influyó es que estábamos en un momento de baja demanda, aunque parezca paradójico. Era domingo a la mañana. En este cuadro está pintada en un área celeste el consumo horario desde la cero hora hasta las 24 horas del miércoles 26 de junio, o sea, el miércoles pasado, un día hábil normal. Como ven, arranca con 17.000 megas y tiene un pico a las 20 horas de 23.000 megas. Ese es un día hábil normal.

La línea azul es el domingo previo al evento. Claramente los domingos se consume menos electricidad porque mucha actividad productiva no está funcionando. El domingo arranca con 15.000, se mantiene en 13.000 a lo largo del día y tiene un pico a las 8 de la noche, pero mucho menor: en lugar de 23.000 fue 16.000.

La falla se produjo en la mañana temprana del domingo, cuando la demanda es muy baja. La demanda en esa hora era aproximadamente de 13.200 megas, que es el 70 por ciento de la demanda media de un día hábil, o sea, 30 por ciento menos, y un 50 por ciento del récord histórico registrado.

¿Por qué esto va a ser importante? Porque como después vamos a hablar de desbalances, cuando se produjo un desbalance de ofertas en una demanda que era menor proporcionalmente el desbalance que se produjo fue mayor.

Entonces, ahora vamos al evento. El domingo 16 de junio a las 7.06 con 24 segundos se produjo un cortocircuito –volvemos al esquema anterior– en la línea que seguía en servicio entre Colonia Elía y Belgrano.

Cortocircuitos ocurren permanentemente. En el sistema argentino ocurren alrededor de 60 veces al año. Dicho en números redondos, un poco más de una vez por semana. Después vamos a ver por qué ocurren. Pero es un evento habitual. Pero eso no quiere decir que tenga que causar lo que causó después, porque para eso están los mecanismos de protección y para eso tenemos redundancias, para poder enviar la electricidad por otros caminos si uno de los caminos queda inhabilitado.

Vamos a hablar ahora de segundos, porque todo ocurre en segundos. Esto fue a las 7.06. En el segundo 24 se produce el cortocircuito. ¿Qué tendría que haber ocurrido instantáneamente? Tendría que haber funcionado la DAG, lo que expliqué al principio, la desconexión automática de generación, ¿Por qué? Porque al producirse el cortocircuito salió del sistema toda la demanda que venía del sur del cortocircuito; toda la demanda de Campana hacia el sur desapareció porque la línea ya no estaba transmitiendo. Entonces, para compensar la ausencia de esa demanda la DAG automáticamente tendría que haber mandado una señal hacia el norte a decir bajen parcialmente, no todo, pero de lo que yo mostré que estábamos recibiendo del norte, que eran más de 3.000 y pico de megas, tendría que haber cortado 1.200. Esa señal no existió. ¿Por qué no existió? Porque cuando Transener construyó el *bypass* y cambió la arquitectura de la red, tendría que haber reprogramado los parámetros de la DAG, porque la DAG seguía pensando que tenía dos líneas que venían alimentándolo. Y por una omisión operativa, o sea, por un error operativo de la empresa Transener, porque no se ciñó al protocolo establecido de reprogramar la DAG cuando cambió la topología de la red, esa DAG no se disparó. Esto fue reconocido por la empresa. No hay ninguna duda de que evaluaron, por los motivos que sea, que no hacía falta reprogramar la DAG. Pero sí hacía falta, porque la DAG estaba leyendo una arquitectura que ya no existía, porque ya no estaba esa línea en servicio.

O sea, no era un problema que estuviese fuera de servicio, si le hubiesen dicho a la DAG no contás con esta línea; la electricidad está viniendo de un *bypass*. Tendrían que haberla reprogramado, que es una tarea compleja, pero habitual en estos casos, y no lo hicieron. Este error operativo ha sido reconocido por la empresa Transener en sus informes.

Entonces, ¿qué ocurrió a partir de que se produce un cortocircuito, que es un fenómeno habitual, pero ante la ausencia de esta señal de desconexión parcial al no desconectarse se desestabiliza, aquel sincronismo que veíamos desaparece, y la frecuencia empieza caer, frecuencia que tiene que estar entre 48,8 y 50,2? Ahora vemos la misma parte del mapa, un poquito más ampliada... Yo les dije que en el segundo 24 ocurrió el cortocircuito monofásico entre Colina Elía y Belgrano; desenganche y caída de la demanda.

Esto es lo primero que ocurre: toda la demanda que venía del sur desapareció.

En el segundo 25, cuando debía haber actuado: falla de DAG por 1.200 megas. Tendría que haberle dicho Yacyretá a Salto Grande: "Bajen en 200 megas". Están preparados para hacerlo automáticamente si hubiesen recibido el aviso de la DAG. Pero la señal no llegó a los generadores, con lo cual ahí se produce un exceso de generación, porque ellos siguieron generando lo mismo en ese segundo y no había demanda a la que abastecer.

En el segundo 26 hay pérdida de sincronismo de Yacyretá y Salto Grande respecto del sistema, del SADI. Por lo cual, ahí tenemos ahora una oferta mucho mayor que la demanda. Entonces, el sistema solo, automáticamente, lo que hace es separar toda esa área; la aisló y generó una isla compuesta por Yacyretá, Salto Grande, Misiones y Uruguay, porque en ese segundo se desconectó totalmente lo que venía; desconectaron los 3.200 megas. No recibieron la señal para desconectar 1.200, se produce una inestabilidad muy grande por protección de las máquinas y desconectan todo. Y el sistema aísla lo que está en celeste, como si fuese una isla compuesta por Uruguay, Misiones, Salto Grande y Yacyretá. Entonces, toda esa área del país y del país vecino se queda sin electricidad en ese instante.

Es importante destacar que, a partir de acá, si no hubiese habido más errores, en lo que queda de la Argentina no hubiese habido apagón total; si hubiesen operado bien los mecanismos de protección y adecuación de los generadores y los distribuidores.

Sí hay que reconocer que esta isla le estaba transmitiendo una inestabilidad muy alta, inhabitual; o sea, le estaba transmitiendo un estrés a la restante parte del sistema muy elevado. Pero el sistema estaba preparado para reaccionar frente a eso aislando este pedazo del país para que en el resto del país el apagón no fuese total. Hubiese sido un apagón grande; hubiese habido que cortar el 40 por ciento –como había dicho yo anteriormente– del total. Pero hubiese sido el 40 y no el cien por ciento, y se hubiese recuperado la energía aún mucho más rápido que las 14 horas que tardamos en recuperar todo.

¿Pero qué ocurrió, entonces, a partir de ahí? Generalmente, lo que ocurre con todos los accidentes. Ocorre un accidente, ocurre una falla en un entorno determinado... Este era un entorno de baja demanda y con una cantidad importante de electricidad fluyendo desde el norte; dentro del parámetro, pero era una cantidad importante, si se comparaba con una demanda baja, por la hora y el día que eran. Entonces, el desbalance –que es lo que está tratando de balancear esa balanza– entre oferta y demanda, porcentualmente, era muy alto, fruto de estas dos precondiciones que describí antes: baja demanda –por el horario y el día– y alta cantidad de energía que estaba viniendo del norte. Pero, repito, dentro de los parámetros de seguridad.

Entonces, nos queda el país separado entre esa isla –que es lo pintado de celeste– y el resto del país.

Lo que describí antes –todo lo que describí antes– pasó en cuatro segundos; todo: el cortocircuito, la falla de la DAG, la pérdida de sincronismo y, finalmente, la desconexión total del norte por 3.200. Todo eso pasó en cuatro segundos.

A partir de ahí, en los siguientes seis segundos las distribuidoras y los grandes usuarios tendrían que haber desconectado una demanda equivalente al desequilibrio que estaba habiendo. Y lo hicieron, pero en el 80 por ciento de lo que hubiese hecho falta. Después vamos a ver en más detalle cómo lo hicieron. Cortaron demanda, pero 1.500 megas menos de lo que deberían haber cortado, y esto está en cabeza de cada una de las 74 distribuidoras que existen en el país. Y, al mismo tiempo, hubo generadores que se desengancharon prematuramente. Se desengancharon a un nivel de frecuencia al que todavía, según el protocolo –el protocolo que tienen firmando con CAMMESA, que dice que "a determinado nivel de frecuencia me voy"–, no se había llegado. Se desengancharon algunos segundos antes; 20 segundos antes. Pero estas dos cosas sumadas, las distribuidoras y grandes usuarios que no cortan lo que debían cortar –lo cual nos agrava el desbalance en 1.500 megas– y los generadores que se desenganchan

prematuramente –lo cual agrava en 1.500 megas– agravaron el desbalance, que ya era importante, que les venía de la isla que se había separado del país. Esto generó una inestabilidad muchísimo mayor, intolerable para todo el sistema. Con lo cual, como está programado, el sistema espera 20 segundos para que se corrija ese nivel de frecuencia tan bajo que si continúan conectados dañarían los generadores –y si se dañan los generadores nos podemos quedar tres meses sin electricidad en algunos lugares del país– y se desconecta todo. Ahí se produce el apagón general, entre el segundo 30 y el segundo 53. O sea que todo duró 30 segundos.

El SADI perdió un aporte de aproximadamente 3.200 megas, se generó un desbalance total de 4.700 megas –que era un 38 por ciento de la generación–, o sea un nivel que hace caer la frecuencia de manera tal que no se levantó, y ahí se desconectan todos los generadores por protección. Esto es lo que nosotros vimos en el análisis de CAMMESA, y lo mismo vio Transener. En ese sentido, les paso a leer lo que dice la Universidad de La Plata: en los primeros instantes, 20 segundos, parte de los generadores remanentes en el SADI se desconectan por actuación indebida de sus protecciones –que es lo que yo llamé "desconexión prematura"–. A su vez, no actuaron todos los dispositivos automáticos de desconexión de carga de las distribuidoras y grandes usuarios. Como resultado, el SADI llegó al colapso en el término de 20 a 30 segundos. Si no hubieran salido indebidamente los generadores y se hubiese desconectado la carga prevista, no se hubiese alcanzado la condición de colapso.

Repito: hubiese habido que cortar el 40 por ciento de la demanda. Eso sería un 40 por ciento más la isla, que ya estaba desconectada. Pero no hubiésemos tenido el cien por ciento de apagón en todo el país.

En términos gráficos, esto es cómo fue variando la secuencia. En el piso dice 47, arriba de todo dice 50. Nosotros sabemos que tiene que operar –donde dice "Operación normal"– entre 48.8 y 50.2. A las 7 y 6 con 20 segundos venía operando normalmente, y lo primero que ocurre es la separación del área Yacyretá-Salto Grande-Uruguay. Empieza a caer la frecuencia; mientras va cayendo la frecuencia, hay desenganche de generadores en forma incorrecta que agrava los desequilibrios –segundo 26– y, al mismo tiempo, distribuidoras que cortan menos de lo previsto. A partir de ahí cae la frecuencia hasta 48.20, que es un nivel intolerable; el sistema espera 20 segundos o los generadores esperan 20 segundos para ver si esto volvía para arriba; no volvió; y en el segundo 46 se desconectan todos y cae el sistema.

El siguiente cuadro lo pasamos porque es más o menos lo mismo. Y acá lo único que hago es recopilar –ustedes tendrán copia de esto–, segundo a segundo, cada una de las ocho cosas que pasaron, que son las que acabo de describir.

Hay una raya negra en el medio, más ancha, que es la que divide cuando se generó la isla; y podríamos haber evitado el colapso total si los generadores y los distribuidores hubiesen actuado de acuerdo al protocolo que tienen comprometido con CAMMESA.

Y lo que dice la Universidad Nacional de La Plata, refiriéndose a todo el evento: "Se produjo la desconexión imprevista de una línea. Evento normal. La no actuación del mecanismo de DAG, de la empresa transportista –que en esta circunstancia debería desconectar algunos generadores–, provocó que se desconectaran otras dos líneas, produciendo una perturbación mayor. Si no hubieran salido indebidamente los generadores y se hubiese desconectado la carga prevista, no se hubiese alcanzado la condición de colapso". Esta es la descripción del evento.

Ahora vamos a ver cuál es el deber del Estado ante la ocurrencia de un evento como este. O sea, qué es lo que dice nuestro marco regulatorio que debemos hacer desde el Estado ante un evento como este. Hay un protocolo de análisis de falla, que es el que debemos seguir, que es el que marca la ley. Ese protocolo dice lo siguiente: Los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, normalmente esto es conocido como MEM –que son los transportistas, los generadores, distribuidores, grandes usuarios–, suministran a CAMMESA, que es una sociedad anónima de derecho privado con objeto público y sin fines de lucro... Es algo medio extraño, pero eso es lo que es CAMMESA: una sociedad anónima de derecho privado con objeto público y sin fines de lucro, cuyos accionistas son 20 por ciento el Estado nacional y el otro 80, repartido en 20 por ciento por cada uno los agentes del sistema, representando a cada uno de los agentes: generadores, transportistas, distribuidores, grandes usuarios. El Estado tiene derecho de veto. Ninguna decisión se puede tomar sin el consentimiento de las acciones que representan el 20 por ciento del Estado. O sea, en la jerga se dice que el Estado tiene la acción de oro, porque por más que tenga el 20 por ciento no se pueden tomar decisiones sin la anuencia del 20 por ciento que tiene el Estado federal.

Como decía, el MEM es el encargado de estar permanentemente despachando qué generador entra en el sistema para abastecer el suministro que la demanda está requiriendo, al menor costo posible; y es el que decide en cada momento qué generador entra y qué generador no entra. Hay generadores que están todo el tiempo en el sistema, porque son los más baratos –las hidroeléctricas, las nucleares–, y van variando las térmicas que entran o que no entran.

Entonces, vuelvo: ante una falla, los agentes del Mercado Eléctrico suministran a CAMMESA informes cuando ocurre una falla. En este caso, por la complejidad del evento, tienen que recibir 350 informes. O sea, cada uno de los agentes que compone el MEM, que son 350, tiene que mandar un informe a CAMMESA donde le diga cómo estaba yo en el segundo previo a que ocurriese el evento y qué pasó conmigo, generador, distribuidor, gran usuario, durante el evento; qué pasó con mis instalaciones, qué hice.

Por otro lado, las áreas técnicas de Cammesa realizan un análisis hasta consolidar un informe definitivo en base a la información disponible. Esto es algo que CAMMESA ya ha venido haciendo en estos 17 días y hoy tenemos un informe preliminar de CAMMESA que es lo que yo estoy relatando. Todas estas informaciones que les estoy dando y que les seguiré dando, por más que sean ya bastante precisas, siguen siendo preliminares.

Se establecen instrumentos y acciones correctivas inmediatas; ahora vamos a ver cuáles hicimos y cuáles están en curso. Tanto los agentes como CAMMESA tienen que remitir todos sus informes al ENRE. El ENRE es el Ente Regulador de la Energía Eléctrica, que es un organismo autárquico, que no depende de la Secretaría de Energía. Es un organismo autárquico y cubre sus cargos por concurso.

Determinada las responsabilidades, el ENRE aplicará las penalizaciones que correspondan de acuerdo a lo establecido en el marco regulatorio. No puede hacer otra cosa. Tiene que establecer lo que ocurrió, por qué ocurrió y determinar las penalidades que marca el marco regulatorio. Los distribuidores y grandes usuarios que no cumplieron con el alivio de carga previsto, pagarán compensación proporcional a la energía no cortada al Fondo de Estabilización.

En este caso en particular, dada la extensión del evento, la Secretaría de Energía ha tomado acción para la evaluación con el aporte de la asesoría de

expertos en sistemas eléctricos; y, en este caso, hemos elegido correctamente a la Universidad de La Plata.

Resumiendo, ocurrieron tres cosas con responsables diferentes: la no actuación de la DAG del NEA, responsabilidad de Transener. Si esto no hubiese ocurrido –este es el evento desencadenante–, todo lo demás no hubiera ocurrido porque no hubiese sido testeado el resto del sistema al nivel de estrés que luego se hizo. Pero una vez que ocurre esta falla de la DAG –y que, ya vimos, en lugar de desconectarse parcialmente se desconecta totalmente la electricidad que venía del Norte y produce esta isla–, tendrían que no haberse desconectado los generadores hasta el segundo que correspondiese por la frecuencia definida en su carta compromiso con Cammesa, que dice “yo me desconecto cuando llego a 47,5, no cuando llego a 48,8”. Algunos generadores se desconectaron prematuramente.

Preliminarmente, podemos decir que 5 de un total de 105 rotores relevantes, o sea rotores de más de 20 megas, porque hay muchos más rotores... Hay rotores que entran en funcionamiento 4 por ciento del año, nada más, y que se les paga capacidad. ¿Por qué hacemos eso que parece muy ineficiente? Porque el día que hace 40 grados de calor en verano en todo el país tenemos que abastecer de electricidad a todos los ciudadanos de la Argentina; con lo cual, si eso ocurre 15 días al año, los 350 días restantes del año esos rotores están ociosos. Por eso digo que 105 son los relevantes, los que están en funcionamiento casi permanentemente. En efecto, 5 de ellos se desconectaron prematuramente, que representaban el 10 por ciento de la generación. Fueron la central de Embalse, Renova, Termoandes, El Bracho, Agua del Cajón y pongo "otros" entre signo de interrogación porque todavía no sabemos si hubo otros. Tenemos que esperar la llegada de los informes y seguir analizando modelos matemáticos de CAMMESA para ver si, realmente, fueron estos 5 o fueron más.

Y, tercero, hubo una insuficiente actuación de la línea de carga de la mayoría de los distribuidores. En este caso, preliminarmente, tenemos identificado que 69 de los 74 distribuidores del país cortaron menos de lo que debían cortar: cortaron un 75 por ciento de lo que debían cortar; 69 de 74 no cumplieron con el corte que se habían comprometido a realizar con CAMMESA.

La conjunción de las circunstancias preexistentes, de horario de baja demanda, una proporción importante de electricidad que venía del corredor del NOA –repito, dentro del margen permitido para la carga de esa línea–, con el cortocircuito –evento aleatorio, pero habitual–, con la ausencia de reprogramación de la DAG por parte de Transener cuando cambiaron la topología de la red –error operativo de la empresa Transener–, junto con una desconexión prematura de 5 de los 105 rotores que normalmente están en operación y junto con el insuficiente alivio por parte de los cortes que las distribuidoras se habían comprometido a realizar es que se terminó generando el colapso total del sistema de transmisión de interconexión eléctrica de la Argentina. Y por eso estuvimos todos sin electricidad.

Vamos ahora a cómo se recuperó el servicio.

Este es un cuadro que muestra los megas que se estaban generando y consumiendo en cada momento desde las 0.30. En distintos colores está la fuente de cada una de esas energías. En el piso verde, está lo que venía de energía nuclear; amarillo, térmico; en azul está hidro más renovables y en violeta lo que se importaba de Brasil. Se derrumba a las 7.06 y después, a partir de las 9,30, se empieza a recuperar.

La recuperación del servicio se realizó siguiendo lo establecido en el Protocolo Técnico 7 de los procedimientos de CAMMESA, lográndose cubrir la

totalidad de la demanda en el pico nocturno. Todo esto demoró 14 horas, aunque fue muy variado según la región del país.

A las 14.30 horas ya estaba recuperado el 50 por ciento; a las 15.30 estaba recuperado el 70 por ciento; a las 17 horas estaba recuperado el 80 por ciento. Finalmente, llegamos a las 21.30 al cien por ciento.

Si uno hubiese querido acelerar el proceso se corrían riesgos de daño de máquinas o nuevos cortes.

Se inicia el proceso por aquellos generadores que tienen lo que se denomina autoarranque. Porque como el sistema tiene que estar balanceado, al mismo tiempo tiene que comenzar a generar algún generador y habilitar una nueva demanda. Es un rompecabezas en el que se va armando todo el país. Tiene una balanza donde hay que ir agregando peso de un lado y peso del otro para que esté equilibrada. Primero, como no había nada de generación, tienen que empezar los que pueden arrancar por sí mismos. Hay térmicos o hidroeléctricos que pueden arrancar por sí mismo. Y, como verán, la línea verde, la nuclear, no se recupera porque una planta nuclear cuando se cierra, en la jerga de ellos, queda intoxicada. Entonces, necesitan 48 horas para desintoxicarla y volver a ponerla en funcionamiento. Hoy ya funcionan normalmente, pero al principio, prácticamente, no podíamos contar de nuevo con las nucleares. Demoramos 14 horas, pero a las 17 horas ya el 80 por ciento del país estaba vuelto a conectar.

Veamos ahora qué acciones correctivas de corto y mediano plazo se han tomado y se van a tomar.

De corto plazo.

Con respecto al transporte, ya se asumió desde el segundo inicial que no contábamos con la DAG del NEA. Si había fallado, quiere decir que ya no podíamos contar con que si pasaba cualquier cosa por ahí iba a enviar la señal de corte adecuada hasta que vuelva a entrar la otra línea; evento que, de casualidad, ocurrió ayer. Allí dice 3 de julio, pero en realidad se reconectó esa torre y la línea en el día de ayer.

Con los generadores tiene que haber un ajuste de las protecciones de aquellos que salieron de servicio en forma anticipada y una revisión de sus procedimientos de control. Porque esto es como una declaración jurada que firman los generadores, quienes dicen “yo me voy a salir de servicio cuando la frecuencia baje de 48,5 ó 48,1”, lo que sea. Pero hay un número de una frecuencia que se mide y no debe salirse de generación hasta que no llegue a esa frecuencia.

Idem con los distribuidores. Un requerimiento de ajuste del esquema de cortes por su frecuencia...

Este fue más grave, digamos, porque en el otro fueron 5 de 105; acá fueron 69 de 74, o sea, prácticamente, la inmensa mayoría no cumplió. Fueron excepciones las que cumplieron. Y pensamos que deberíamos instrumentar un sistema *on line* de monitoreo de los alimentadores predeterminados a cortarse. Que cada distribuidora le esté informando a CAMMESA permanentemente cuánta demanda está disponible o puede cortar.

Recordemos que las distribuidoras dependen de los gobiernos provinciales. Los entes reguladores de las distribuidoras dependen de los entes provinciales. Con lo cual tenemos que trabajar en coordinación con cada uno de los entes regulares provinciales para poder implementar este sistema que hoy en día con la tecnología que existe podría ser viable.

Veamos ahora cuáles son las penalizaciones y compensaciones.

Primero que nada quiero decir que estas penalizaciones y compensaciones no las aplica la Secretaría de Energía, las tiene que aplicar el ENRE.

Una vez analizados los informes finales que le van a llegar al ENRE de parte de CAMMESA, de los agentes –entre ellos, Transener– y del informe que prepara la Universidad de La Plata establecerá las penalizaciones correspondientes.

Sólo para tener una idea, yo, en este minuto, lo único que puedo decirles es qué es lo que prevé el marco regulatorio ya que quien lo va a tener que aplicar es el ENRE. Y, probablemente, este informe final demore entre 45 días y dos meses en llevarse a cabo.

Para el transporte, el marco regulatorio establece un máximo del 10 por ciento de la remuneración anual de la empresa o el 50 por ciento de la remuneración mensual. No sabemos cuál es la multa que le va a aplicar el ENRE. Lo que dice el marco regulatorio es que tiene un tope.

Para generación, los generadores con reducción de confiabilidad pueden ser limitados en el despacho y se reduce a su remuneración. Esto lo realiza CAMMESA.

No está regulado un esquema de penalizaciones específico, pero el ENRE puede intervenir para casos especiales como este con los generadores.

En cuanto a distribución, la actuación del esquema de alivio de cargas prevé la compensación al costo de la energía por el corte no aportado durante las horas de interrupción.

A todo distribuidor o gran usuario que no hubiere cortado, lo comprometido, se le aplica dicha penalización directamente en el mercado a través de CAMMESA. En las fallas en las que debió actuar el último escalón de corte, como fue este caso, verificado el incumplimiento, el ENRE puede intervenir y evaluar acciones adicionales.

Y para terminar, y una vez que hemos visto todo esto, en la conferencia de prensa de hace quince días dije que el sistema eléctrico argentino es robusto. Y uno después de escuchar todo lo que yo dije, me dice cómo se lleva esta afirmación que hiciste de que es robusto con esta concurrencia encadenada de fallas que nos llevan a un *black out*.

Hoy sigo afirmando que el sistema argentino de electricidad es robusto. No lo digo yo solamente sino que lo afirman los expertos de Argentina y de otros países.

Vamos a ver algunos parámetros para tratar de objetivizar esta afirmación.

Vamos primero al sistema de transporte, que es el que inició el problema. Porque todas las fallas subsiguientes que cometieron los generadores o los distribuidores, que tienen responsabilidad, hay que contextualizar que ocurrieron con un nivel de estrés inhabitual. Y por eso nunca habían salido a la luz antes porque el nivel de desbalance que se generó nunca había ocurrido antes, lo que no los exime de responsabilidad. Pero hay que contextualizarlo.

Vamos primero al transporte de energía y, específicamente, al transporte de energía de alta tensión, de 500 kilovoltios, que realiza la empresa Transener.

La empresa Transener surge de la privatización del año 1994. En el contrato de concesión se establece una tasa de falla admisible de 2,5 fallas por cada 100 kilómetros de línea por año, que es la línea roja que está en el cuadro. Repito: son 2,5 fallas cada 100 kilómetros por año. Cada falla queda registrada.

Cuando nace la empresa privada el Estado tiene participación. De hecho, el 50 por ciento de la propiedad de Transener es: la mitad, de la Secretaría de Energía; y, la otra mitad, del Fondo de Garantía Solidario, o sea, del fondo de la ANSES. Es una empresa que cotiza en Bolsa. En gestiones anteriores a la nuestra compraron acciones de Transener; pero la realidad es que hoy hay un 50 por ciento

de propiedad privada y un 50 por ciento de propiedad pública, entre las acciones que tiene la Secretaría de Energía de Transener y las que tiene el FGS.

Cuando se inicia el proceso post privatización el nivel de fallas era de 1,5: o sea, bastante más abajo de lo que el contrato de concesión le habilitaba tener. Durante los primeros años se mantuvieron con alguna baja –pero después volvieron a subir– hasta el año 96 en 1,50. A partir el año 96, hasta el año 99, bajan sustancialmente el nivel de falla, llegando a 0,50. Entre el año 2001 y 2004 vuelve a subir el nivel de falla –oscilaciones, pero vuelve a subir– alcanzando valores de 1, siempre muy por debajo del nivel de falla permitido; pero vuelve a subir. A partir de 2004 se mantiene constante, con algunas oscilaciones, pero constante en alrededor de 0,50. Y en los últimos años hemos tenido los menores niveles de falla de la historia de Transener: en mayo de 2019, estamos en 0,36. Repito: cuando se inicia el proceso privado de Transener estaba en 1,50, oscilando en el tiempo, pero casi siempre a la baja; en los últimos años –insisto con los datos–, en diciembre de 2018, un 0,35 y en mayo de 2019, un 0,36. O sea, 36 fallas cada 100 kilómetros-año. Esto es lo que da los 60 al año que yo dije. Es el equivalente a estos 0,36.

O sea: si comparamos nuestro sistema de transporte con cómo estaba hace veinticuatro años, estamos mucho mejor. Ahora, para saber si este valor en realidad es un valor bueno o no, más allá de que a lo mejor el contrato de concesión fue un poco generoso en el nivel de falla que le permitió tener –esto es, 2,5; sabiendo que en ese momento tenía 1,5–, ¿cómo nos comparamos con otros países? 0,36 es la columna azul, donde está Argentina: fallas cada 100 kilómetros por año de líneas de 500 kilovoltios. China tiene la mitad que nosotros: 0,18. Evidentemente, es un sistema que ha sido construido en los últimos quince años; es un sistema mucho más moderno, porque antes no había. Canadá tiene 0,22. Llamativamente, Estados Unidos tiene el doble que Argentina: 0,66. Chile tiene exactamente el triple que Argentina: 1,19. Brasil tiene 2,19; seis veces más que nosotros. Y Colombia tiene 3,33; tendrá que ver con su clima, con la selva; pero la realidad es que tiene seis veces más que nosotros. Chile es más comparable a nosotros por un tema climático, y tiene el triple. Con lo cual, si vemos cómo era nuestro sistema hace veinticinco años y nos comparamos contra nosotros mismos veinticinco años atrás, estamos muchísimo mejor; y si nos comparamos con el resto del mundo, también. Sobre todo, si nos comparamos con países similares, como pueden ser Canadá, que está 0,22 –un poco más abajo–, Estados Unidos, que tiene 0,66, y Chile, con 1,19. O sea, también estamos mejor. Estamos en un buen rango.

¿Por qué ocurren las fallas? En Argentina este 0,36 son sesenta fallas anuales. Ocurren por tormentas y vientos –hemos visto siempre tormentas que tiran una torre–; por reducción de aislación –en la torre, cuando llega el cable, tiene que estar aislado para evitar la humedad; y las aves son un problema, no porque se choquen contra una línea, porque si esto ocurre gana la línea y el ave no existe más; pero las aves hacen nidos en las torres y los excrementos le van quitando aislación a la línea, con lo cual la exponen más a la humedad–; por caídas de torres por tornados o tormentas fuertes; por incendios de campos bajo las líneas –esto lo hemos visto mucho en nuestro país: el humo hace de conductor a tierra; el humo bajo una línea es como que le estamos conectando un cable a la línea de alta tensión que va a tierra y genera un corto circuito–; y también hemos visto vandalismo, donde arrojar cadenas a la línea de alta tensión produce cortocircuitos.

Pero si volvemos para atrás, si vuelvo a lo que dije antes, si nosotros comparamos con los últimos veinticinco años, estamos en los menores niveles de falla. La inversión que ha habido en Transener en los últimos dos años triplica el

volumen promedio, en valores constantes, a la que hubo en los catorce años previos: triplica. O sea, esto no fue un problema estructural; no fue un problema de falta de inversión.

Y por último, porque hablamos del transporte, vamos a ver cómo estamos en la generación. Porque cuando se producen cortes prolongados, en general, son por una falla de distribución –porque se quema algún transformador de una distribuidora–, o porque no hay generación, directamente: porque no hay capacidad de generación en verano y hay cortes programados largos. Los hemos vivido en distintas épocas de nuestra historia.

En cuanto a la reserva del sistema de potencia, cabe señalar que la reserva de la generación de energía eléctrica se mide en función de cuánta capacidad disponible hay para generar energía, comparada con la demanda del día pico, porque esa es la mayor garantía que podés tener de que en el día pico vas a ser capaz de abastecer toda la demanda requerida que en la Argentina, obviamente, es en el verano, en los días de mayor calor.

En el año 2016, cuando nosotros llegamos al gobierno, la reserva era del 1,5 por ciento; en el año 2017 fue del 8 por ciento; y el año pasado llegamos al 10,3, que son valores estándar. Esto se debió a la capacidad térmica que se añadió durante estos años –unos 5.000 megas– más todos los renovables que entraron, que son equivalentes a otros 5.000 megas. Y todavía falta por entrar bastante de renovables en el próximo semestre.

En ese sentido, cuando llegamos al gobierno las energías renovables representaban el 2 por ciento de la demanda. Hoy representan el 5. Y cuando termine el año, van a representar el 10. Recuerdo que tenemos una ley que dice que tenemos que llegar al 20 hacia el final del 2025. O sea, hacia el final de 2025 tenemos todavía que duplicar lo que tenemos hoy contratado de energía renovable. No está todo el servicio, porque está en construcción, pero entre diciembre y marzo van a entrar en servicio todos los proyectos de RenovAr 1, 2 y 3, que van agregar alrededor de otro 5 por ciento de capacidad.

Por eso es que también fuimos capaces de sacar el barco de Bahía Blanca en el que importábamos gas licuado; y por eso hoy, que es el día más frío del año, no estamos teniendo problemas con el abastecimiento de gas. Ello es gracias al aumento de la producción doméstica de gas. Ayer justo salió en el diario que mayo fue el mes de mayor producción de gas de la Argentina en los últimos diez años. Con lo cual, hoy tenemos una reserva de generación mayor a lo que aconsejan los estándares internacionales.

Por último, y para hablar de cómo fue el proceso de recuperación, quiero decir que estos apagones son inusuales. ¿Por qué son inusuales? Porque tiene que darse la concurrencia de efectos como los que yo acabo de describir. Los accidentes siempre pasan por lo mismo: un ambiente en el que había algunas condiciones normales pero que, todas juntas, pueden aumentar el riesgo: ser hora de baja demanda; una parte importante de la generación que estaba proviniendo del NOA; se produce un corto circuito en un momento en el que la otra línea estaba fuera de servicio; y hubo un error operativo de uno de los operadores, que hizo un *bypass* y no lo reprogramó para reconocer ese cambio en la arquitectura. A partir de ahí se desequilibra, se separa la isla del resto del país, pero envía un nivel de desequilibrio grande al resto del país, con niveles de protecciones que tendrían que haber actuado pero, bajo un nivel de estrés inhabitual y muy elevado, no actuaron a la perfección. Cinco de ciento cinco generadores salieron prematuramente, y sesenta y nueve, de setenta y cuatro distribuidores, no cortaron lo que debían:

cortaron el 80 por ciento. Pero, bueno: tiene que darse todo este cúmulo de circunstancias para que ocurra un apagón, pero ocurren.

Acá hay una lista –que no es exhaustiva porque ha habido otros– de apagones y de cuánto tiempo se tardó en volver a dar electricidad.

En el 77 hubo un apagón en Nueva York y áreas cercanas, con 6.000 megas cortados, una población de 9 millones de habitantes afectada, y se tardó 26 horas en volver a dar electricidad. Para decir sólo los que tenemos datos de cuánto se tardó en volver, en el año 96, en la costa oeste de Estados Unidos, se cortaron 28.000 megas –el doble de lo que se cortó en Argentina–, afectó a una población de 7 millones y se tardó 9 horas en volver. El que es recordado –y yo me acuerdo porque vivía ahí– es el del 2013 en el noreste de Estados Unidos: se cortaron 62.000 megas, hubo 50 millones de habitantes afectados y se tardó tres días en volver. ¿Por qué se tardó tres días? Porque había mucha generación nuclear. Eso también es importante saberlo para ver cómo diversificar la matriz energética; porque si dependés mucho de la energía nuclear, como es el caso de la costa este de Estados Unidos, como la energía nuclear –como dije antes– se intoxica cuando se apaga, necesitás 48 horas para reabrir la en condiciones de seguridad. Por eso tardaron tres días; y se acordarán de las noticias de saqueos y los problemas que ocasionó tener a un área como el noreste de Estados Unidos tres días sin luz.

En el año 2003 en Italia se cortaron 24.000 megas, hubo una población de 57 millones de habitantes afectadas y tardaron 24 horas. En el 2009 en Brasil se cortaron 25.000 megas y tardaron 8 horas. Y en el 2012, en la línea, hubo un corte que afectó a 350 millones de habitantes y tardaron 21 horas.

Y, por último, alguna pregunta se refería a los niveles de inversiones de a la transportista. Yo algo mencioné. Esta es la inversión de Transener y Transba, que es una compañía controlada por Transener, que es la transportista de la provincia de Buenos Aires. Está puesto en pesos de hoy. El promedio de inversión entre el año 1999 y el 2015 fue de 644 millones de pesos al año; y el promedio entre el 2016 y el 2019 fue de 1.921 millones. Notablemente, el año pasado se invirtieron 3.271 millones y este año se prevé invertir 2.350. O sea, el salto se empezó a producir en 2017 y se terminó de consolidar en 2018 y 2019. Esta es una de las cosas que controla el ente regulador: o sea, que los planes de inversión presentados por las empresas se tengan que cumplir.

Y terminé aclarando o exponiendo cuál tiene que ser el rol del Estado ante una situación como ésta, porque uno dice “cómo no controlaron que no se haya programado o reprogramado la DAG cuando se cambia la toponomía.” Bueno: el Estado en ningún país hace lo que se denomina “vigilancia continua” cuando regula la actividad del sector privado, porque es imposible. La vigilancia continua implicaría tener casi un empleado detrás de cada empleado de una empresa privada que presta un servicio, sea público o no público, porque el Estado controla y regula todos los sectores, no solamente los servicios públicos.

El Estado lo que hace es establecer reglas y protocolos. Cuando son servicios públicos esas reglas y protocolos se firman, y son como declaraciones juradas que cada uno de los agentes tiene que cumplir y respetar. Después, mide los resultados: no mide lo que se hizo adentro de la empresa. Lo que mide es la calidad de servicio. Por ejemplo: para las distribuidoras se mide la cantidad de horas fuera de servicio que cada usuario residencial tiene durante el año. En varios casos –como dije antes–, además se controla que se cumpla con las inversiones, sobre todo en los servicios públicos, donde hay un contrato que dice “este año me comprometo a hacer esta cantidad de inversiones, ya sea para expansión de la red

o para mejora en la calidad del servicio”. Y por último, cuando los resultados a los que se habían comprometido no se dan –por ejemplo, en Transener se mide la cantidad de fallas–, cuando no se cumple o cuando ocurre algo como lo que ocurrió ese domingo, aplica sanciones: o sea, establece reglas y protocolos, mide resultados –calidad de servicio, fallas, la generación que producen–, se controla que se cumplan las inversiones comprometidas y por último, cuando esto no ocurre, aplica sanciones. Pero no existe, ni en la Argentina ni en el mundo, la posibilidad de hacer lo que se denomina “vigilancia continua” porque, por más que haya sido inhabitual que se haga un *bypass*, todos los días una empresa como Transener está haciendo cambios en su sistema. Esos 3.000 millones de inversión que vemos en el año pasado son transformadores gigantes que se cambian; son líneas completas que se cambian; y para realizar esos procedimientos tiene que haber un protocolo, que los encargados de realizarlo tienen que seguir tildando cada uno de los pasos que tienen que dar. Entonces, el Estado no puede estar verificando que en cada una de las operaciones que realiza un agente, ya sea un transportista o un generador, se esté cumpliendo con los protocolos, porque ahí está delegando la responsabilidad en el agente privado que ha firmado un contrato en el que se obliga a cumplirlos.

Dicho todo esto, abrimos el espacio para las preguntas.

Sr. Presidente (Pereyra).- Muchas gracias, señor secretario.

Ahora vamos a dar lugar a que las señoras y los señores senadores hagan las consultas y preguntas; y posteriormente a los invitados, si es que quieren formular alguna pregunta; gracias. Adelante.

Sr. Cobos.- Pido la palabra.

Sr. Presidente (Pereyra).- Sí, senador Cobos.

Sr. Cobos.- En primer lugar, quiero agradecer al secretario y a su equipo. Evidentemente, lo ocurrido merecía una explicación como la dio preliminarmente el señor secretario; y, tomando un tiempo prudencial, ver los motivos, las razones.

Creo que a la ciudadanía en general, y a nosotros en particular, nos preocupa el saber las causas del evento –que ya más o menos han sido esclarecidas–; cómo se va a resarcir a los usuarios, ya sea a domiciliarios o a industrias; y también las medidas para que eso no vuelva a ocurrir, porque la verdad es que ha sido un evento totalmente extraordinario.

La verdad es que lo admiro, porque el señor secretario ha dado una clase. El tiempo de su exposición ha sido bastante amplio. Amerita que así sea porque nos esclarece muchas dudas y disminuye la cantidad de preguntas.

Ahora bien, creo que en la próxima reunión, señor presidente de la comisión, tiene que estar el ente regulador, porque es el que en definitiva debe haber contribuido a esclarecer al señor secretario lo que ha ocurrido; pero también a ver cómo se va a definir el tema de multas y algunas dudas. A lo mejor, quizás podemos discrepar en los conceptos del señor secretario, porque el ente regulador entiendo que tiene la responsabilidad de controlar los contratos de concesión. Es cierto que no se puede estar en una revisión continua, pero el hecho de que una línea de transmisión genere un *bypass* no es un evento muy poco común en la magnitud de esa línea y, a lo mejor, alguna medida de sugerencia previa podría haber impedido la magnitud que adquirió el evento.

Convengamos que se desprende que el fenómeno original del cortocircuito es normal y está dentro de los valores muy bajos; pero, el hecho de que no se haya tenido que reprogramar este *soft* que da el alerta, me parece que algún grado de advertencia y responsabilidad el ente regulador puede llegar a tener, o no. Pero,

bueno: es una opinión mía subjetiva.

Ahora, para el señor secretario una inquietud: ¿hay un responsable primario de esto? Porque está el tema de Transener en función de esta topología que no supo interpretar un nuevo algoritmo y generar un *soft*. Y después, aparecen dos responsables secundarios: los cinco generadores que se anticiparon y los distribuidores que se demoraron. También ahí debe haber un tema informático, porque la verdad es que no es que esto funcione y vaya uno a bajar una palanca porque son segundos, como lo dijo el señor secretario.

Digo si hay primario o no, o son todos responsables, porque después va a venir, en la etapa de multas, seguramente el deslindar responsabilidades. Los distribuidores van a decir: “Bueno, mire, si acá Transener hubiera hecho el *soft* que corresponde, esto no hubiera ocurrido.” Entonces, estas son algunas de las dudas que, a lo mejor, el secretario puede esclarecer con su opinión.

Después, si son 45 días los que tendría el informe preliminar, cuánto interpreta el señor secretario que será el tiempo para la devolución al usuario correspondiente, en función de las multas que tengan que aplicar: tanto a los generadores –a esos cinco– como a las distribuidoras que no cumplieron con el protocolo que establecen los contratos de concesión.

Sr. Lopetegui.- Gracias, senador Cobos por las preguntas; y, además, coincido con el ciento por ciento de sus afirmaciones.

El resarcimiento tiene que ser –de nuevo, parece aburrido– el que marca el marco regulatorio. Coincido en que sería bueno que el ENRE viniera a explicar. No trajimos al ENRE hoy porque todavía no tiene el material. Entonces, yo dije: necesita recibir más de 300 informes, que los está recibiendo y analizando. Sugeriría que esperemos esos 45 días y que, cuando esté el informe terminado –el informe terminado también va a establecer las sanciones–, venga el ENRE y explique el trabajo que ha hecho. Quizás aparecen otras cosas que hoy todavía no sabemos. Como describió muy bien, acá hay un claro responsable primario. Si se hubiese reprogramado la DAG, como correspondía, nada de esto hubiese ocurrido. Hubiese quedado oculto que, bajo circunstancias de estrés excepcional, algunos generadores se van antes de lo que deberían y algunas distribuidoras no cortan lo que deben; pero no lo hubiésemos sabido porque no hubiésemos sometido al estrés al sistema al que fue sometido ese día. Pero la realidad es que hay un responsable primario. Lo que no desliga de responsabilidades a los otros dos, que no cumplieron con lo que marcaron.

Sí: puede ser que, ante eventos muy inhabituales o serios de reparación o de cambio de algunos equipamientos como podría ser este –no sé si es tan inhabitual mover una torre de lugar–, el ENRE exija algún nivel de protocolización mayor al normal. Se lo tendríamos que preguntar al ENRE. Pero coincido en todo lo que ha expresado.

Sr. Presidente (Pereyra).- Sí, senadora.

Sra. González, María Teresa.- Buenos días, señor secretario; muy buenos días a todo el equipo que hoy nos ha venido a acompañar en esta jornada.

Yo también tengo varias preguntas para realizar: y, por sobre todas las cosas, hacer hincapié en la plena y total necesidad de que el ENRE venga a exponer de manera conjunta, o no, con la Secretaría de Energía de la Nación.

Sin lugar a dudas, el ENRE cumple un papel fundamental. Ya históricamente, a través de las distintas privatizaciones, se fue dando. Lo que sí también creo –y no me cabe duda alguna– que también sus funciones hay que actualizarlas y acotarlas a los nuevos sistemas de contralor del gran sistema energético argentino.

Usted muy bien mencionó que, con respecto a otros países, “el porcentaje de accidentes” –entre comillas– está relativamente acotados en la Argentina.

De lo que sí también me he interiorizado es con respecto a los sistemas de control que tienen otros países en cuanto a los sistemas energéticos, que tienen sus características específicas.

Usted bien lo definió: la Argentina tiene un sistema robusto de infraestructura eléctrica de media, alta y baja tensión. Entre media, alta y baja tensión se han diseñado –en esto también quiero coincidir– diferentes sistemas que se fueron acoplando para esa disminución de “alta a media” y de “media a baja”; con distintos tiempos, con distintas estructuras y también tiempos en cuanto a edades.

Esto es fundamental porque aquí vemos un responsable principal, como ya anteriormente lo mencionamos; pero en lo personal creo fundamental la revisión del control de gestión; pero un control de gestión automatizado, no una persona detrás de otra. Aquí lo que yo veo es realmente una diferencia tremenda entre un sistema de control para prever los distintos pasos a seguir con una realidad que, en este momento, en este caso, fue el cambio de una torre.

Básicamente, las obras energéticas de estas características traen protocolos específicos. Vuelvo a insistir: me gustaría sobremanera que pueda venir el ENRE y, por sobre todas las cosas, ver y explicarnos los protocolos necesarios para este tipo de obra específica. Sé que los hay; los conozco. Por lo tanto, creo que es fundamental, a manera de recomendación, actualizarlos: sistemáticamente actualizarlos.

Sin lugar a dudas, los períodos de actualización en un sistema robusto como el que tiene la República Argentina deben y tienen que ser más intensos y más frecuentes en el tiempo.

Ya que, precisamente, en estos últimos años nosotros recibimos energía de países limítrofes y también la damos. ¿Esto qué significa? Que es un doble control el que tenemos que realizar y los sistemas informáticos deben y tienen que estar actualizados en base a la fuente proveedora, que es un tema también fundamental. No es lo mismo la energía provista de Brasil que de Paraguay, Bolivia, Chile o Uruguay. No es lo mismo; son sistemas de protocolos diferentes. Eso con respecto a ese tema.

Otro de los temas que también me gustaría puntarlo para la próxima reunión, es si el ENRE tiene pensado implementar algún tipo de multa o sanción contra las generadoras y transportistas de energía, por haber dejado sin el flujo a casi todo el país. Y en qué consistiría ese tipo de resarcimiento.

Otro tema. ¿Por qué motivos, en el corte que se produjo el 16, se recibe la primera comunicación oficial a las distribuidoras regionales muchas horas después? En el caso de mi región, de mi zona, se produce la primera comunicación a las 16 horas. Ese es un tema que me gustaría que también figurara dentro de los requisitos.

En último lugar –no por ello menos importante– también han quedado en este accidente varias áreas de otros países sin energía. ¿Cuál sería el protocolo para este tipo de casos y qué se tiene pensado implementar a manera de resarcimiento? Muchas gracias.

Sr. Lopetegui.- Muchas gracias a usted, señora senadora, por las preguntas. Y teniendo a coincidir ciento por ciento con sus aseveraciones.

Creo que en la vida, el ser humano, las mayores oportunidades de aprendizaje que tiene es cuanto comete errores. Si uno no es un necio, los errores son una fuente de aprendizaje. Si uno los niega, lo pone debajo de la alfombra, es

peor. Pero si los abre y los analiza y reflexiona, es el momento de aprender. Cada vez que en mi vida me ha tocado, más en el campo privado, observar errores, el principal foco que se debe poner es en llegar al fondo de la cuestión.

Por supuesto, para encontrar los responsables, pero para corregir el proceso que estuvo mal. Porque en ese error, si uno tira de la cuerda, en general aparecen más cosas. Entonces, es una fuente muy rica de mejorar los procesos y evitar que las cosas vuelvan a ocurrir.

Coincido plenamente con lo de la actualización del ENRE. Y es más, tenemos la coincidencia de un evento que va a implicar el involucramiento de esta casa, porque originalmente el ENRE, cuando se realizan las privatizaciones, queda a cargo del sistema de transporte federal, de los generadores, de manera indirecta, pero también, por excepción, de los distribuidores del área de Buenos Aires y Gran Buenos Aires -Edenor y Edesur. ¿Por qué? Porque en ese momento no existía CABA. La privatización fue previa a la constitución de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, con lo cual anormalmente el ENRE también era el ente contralor de Edenor y Edesur. Porque además era el único caso en que había afectada a una misma distribuidora dos jurisdicciones. Porque las provincias están autocontenidas, cada provincia tiene su o sus distribuidoras pero que no prestan servicio en otra provincia.

Fruto del consenso fiscal que se firmó con los gobernadores –ya no me acuerdo, pero hace un año y medio–, uno de los pedidos de los gobernadores era que el ENRE no controlase más a Edenor y a Edesur sino que normalizase la situación y que quedasen Edenor y Edesur, de la misma manera que EPEC o la EPE o cualquier distribuidora provincial, bajo la órbita de los gobiernos provinciales. Para lo cual hace dos meses hicimos el traspaso de Edenor y Edesur a un nuevo ente que están creando CABA y la provincia de Buenos Aires y ya no depende más Edenor y Edesur del ámbito del ENRE.

Con lo cual hay que modificar las responsabilidades del ENRE, por eso que acabo de decir. Y para esto va a haber que modificar su estatuto –no estoy seguro cómo. Pero seguro que el Poder Legislativo va a tener que hacer algo, porque esto surgió de la ley cuando se privatizaron las eléctricas. Con lo cual vamos a tener que tener una nueva ley que diga qué es lo que tiene que hacer el nuevo ENRE que, antes, por el tamaño, yo le digo, el 70 por ciento de los recursos del ENRE estaban enfocados en Edenor y Edesur. Entonces, ahora va a tener que estar enfocado en el sector de transporte federal y en el sector eléctrico en general.

Y ciento por ciento de que estamos viviendo una revolución tecnológica tal que tenemos que utilizar los mejores mecanismos que tengamos de monitoreo *on line*, no para ir a ver con un empleado estatal si están haciendo la reprogramación de la DAG, cuando están haciendo el *by-pass*, sino para poder tener mecanismos *on line* que nos den alertas de si alguna de las empresas no está respetando el protocolo que se obligó a cumplir. Con lo cual es un tema muy importante, muy interesante y complejo pero tenemos que empezar a discutirlo. Y por supuesto que tiene que venir el ENRE cuando esté terminado el informe.

Con respecto a los otros países sin energía, yo he hablado con la viceministra de energía de Uruguay, que es la afectada –porque en Brasil prácticamente no pasó nada. Ellos tuvieron una recuperación rápida; la mayoría de la energía de ellos es hidroeléctrica y no me han mencionado hasta ahora ningún tipo de pedido de compensación. Me juntaré con ella pronto porque nosotros estamos exportando gas a Uruguay y Uruguay está muy interesado en poder aprovechar el gas de Vaca Muerta. Hablé la semana pasada con ella y no me dijo nada; estaba

acompañándonos en el problema que estábamos viviendo.

Con respecto a por qué las distribuidoras no recibieron información antes, ahora le voy a pasar la palabra a Juan Luchilo, pero lo que sí le puedo decir es que esto ocurrió a las 7:07; nosotros empezamos a emitir comunicados... El primer comunicado habrá salido...

- *La señora senadora María Teresa González realiza manifestaciones fuera del alcance del micrófono.*

Sr. Lopetegui.- No, yo digo... Juan va a responder eso. Pero antes, el primer comunicado a la población en general debe haber salido ¿a qué hora, Santiago? A las 9 de la mañana. Nos demoramos desde las 7:07 hasta las 9 porque nos demoramos un poco menos en saber qué es lo que estaba pasando, y los teléfonos celulares e internet hubo media hora que dejaron de funcionar.

Era muy temprano, pero entre las 8 y las 8 y media la línea empezó a ser muy débil, no nos podíamos comunicar. Juan Luchilo estaba en CAMMESA, en Rosario; yo estaba acá en Buenos Aires. Estábamos redactando los comunicados, se cortaba la comunicación y recién fuimos capaces... A la media hora volvió a restablecerse el servicio de celulares de manera normal, el servicio de 4G también. Por eso, el primer comunicado recién salió a las 9 de la mañana.

Juan, ¿vos tenés idea?

Sr. Luchilo.- Un poco para completar lo que recién mencionaba Gustavo, lo que planteó la senadora y mencionó son un montón de conceptos muy profundos y que hay que procesarlos y estudiarlos. Desde ya, coincido plenamente en la necesidad de actualizar sistemas, actualizar procedimientos, capacitar gente para todo eso, que significa un proceso relativamente largo.

Quiero mencionar una cosa que habitualmente pasa en los sistemas. Cada vez que hay un colapso en algún lugar del mundo, hay una modificación de los mecanismos de control. O sea, la creación del NERC, en los Estados Unidos, se realizó después del colapso del 65. O sea, son oportunidades –como dijo Gustavo recién– que hay que aprovechar también desde el punto de vista profesional del sector.

La ocurrencia de eventos como el del otro día, que son realmente excepcionales, conforma -aunque no sea una cosa que uno quisiera vivir- una realidad que le da una experiencia a todo el sector que es muy distinta de no haberla tenido. O sea, las trescientas personas o por ahí que estaban trabajando en ese momento en todo el país recuperando el sistema tienen agregado un valor para su vida profesional que le sirve después al país en la operación normal y habitual y, además, le da un valor central a la tarea de control operativo que muchas veces puede parecer rutinaria, porque es una tarea de seguimiento y control habitual.

Respecto de las comunicaciones, llegué a las ocho de la mañana más o menos al despacho nacional de cargas. CAMMESA está donde estaba el Despacho Nacional de Cargas. Yo vivo en Rosario y la verdad es que a esa hora todavía estaba casi el shock inicial y se estaban desarrollando las primeras tareas que están establecidas en los procedimientos para la recuperación de la totalidad del sistema.

Lo primero que se requiere es verificar que efectivamente ocurrió un colapso, porque en la información puede haber zonas que quedaron sin corte o zonas que quedaron conectadas y hay que tener esa visión primaria. Luego, ir separando el sistema e ir recomponiéndolo.

En la comunicación con las distintas distribuidoras del país, tanto el centro de control de CAMMESA como el de Transener tienen vinculación con todas las distribuidoras del país. Y por supuesto, la comunicación primaria es entre los

centros de operación regionales y las distribuidoras respectivas.

Es decir que puede ser que faltara información formal o escrita respecto de lo que había ocurrido, pero seguro que en términos operativos las distintas áreas tenían que estar al tanto porque justamente el proceso de recomposición requiere coordinar con las áreas para poder ir tomando carga. O sea que desde ese punto de vista puede haber una diferencia entre la disponibilidad de información formal y la disponibilidad de información informal, que es la coordinación operativa.

Después, una cosita más... Lo dejo allí.

- *La señora senadora María Teresa González realiza manifestaciones fuera del alcance del micrófono.*

Sra. González, María Teresa.- Ese era uno de los puntos que le solicitaba al secretario con respecto al protocolo formal.

Es fundamental que en este tipo de acontecimientos "totalmente extraordinarios" el protocolo formal se lleve a cabo de manera urgente y contundente. Si bien existe la otra forma de comunicación que se ha dado y que se dio en este evento, el protocolo formal es fundamental que exista, porque también pone en paridad de condiciones a todas las distribuidoras. A eso me refiero.

Sr. Luchilo.- Entiendo.

En la operación, la comunicación telefónica es la comunicación formal. O sea, en la operación en tiempo real. La comunicación telefónica se graba permanentemente y es el método de comunicación formal. Además, existen instrucciones a través de lo que se llama el sistema de operaciones en tiempo real. Es decir, cuando uno manda la operación normal que hay que arrancar una máquina determinada, no solamente se llama por teléfono y queda grabado, sino que se manda una orden a través de ese sistema de operación en tiempo real.

En este caso, yo no revisé las comunicaciones pero estoy seguro que fueron a todas las áreas. Ahora bien, puede ser que justamente por el colapso se hayan cortado los vínculos de comunicación. Por supuesto, son veinticuatro provincias, infinidad de distribuidoras, un montón de distribuidoras que están conectadas directamente al mercado –son setenta y pico–, más todas las cooperativas que están pero sí vinculadas directamente a una determinada distribuidora más grande, como en Córdoba, en Santa Fe y demás. Con lo cual, no descartaría que haya habido también un problema técnico de comunicación.

Después está la relación con la sociedad. Nosotros ya somos más grandes, pero la comunicación a través de las redes sociales con vínculo más formal creo que sería algo que hay que explorar, a los efectos de que la comunidad tenga, primero, información certificada, porque cuando se dan estas situaciones, aparece un montón de información que no es certera ni es apropiada, que es *fake*, que es falsa.

Entonces, creo que es una oportunidad para pensar cómo se puede comunicar a la sociedad de manera apropiada, rápida y con los sistemas de comunicación nuevos, que son principalmente redes sociales.

Sra. González, María Teresa.- Esto precisamente lo quiero acotar, porque nosotros fuimos una de las provincias que ese día estábamos con elecciones provinciales. O sea, me refiero...

Sr. Luchilo.- Disculpe, ¿en qué provincia era?

Sra. González, María Teresa.- La provincia de Formosa.

Sr. Luchilo.- En Formosa, ahí está.

Sra. González, María Teresa.- Y no solamente éramos nosotros, porque hubo otras provincias...

Sr. Luchilo.- Cuatro.

Sra. González, María Teresa.-... que tuvieron elecciones ese día.

Es decir, nosotros lo vivimos de manera muy directa, precisamente porque había un acto que incumbía a toda la sociedad –como es el acto del sufragio– en medio de un proceso totalmente atípico como este. Es decir, es fundamental, porque precisamente la información oficial y a tiempo garantiza muchas veces que los sistemas de distribuidoras provinciales se organicen de otra manera.

Sr. Luchilo.- Disculpe. Me quedó una cosita más.

Respecto de los cortes en los países vecinos, efectivamente Uruguay está vinculado con nosotros eléctricamente; o sea que lo que le pasa a Argentina a nivel de frecuencia le pasa a Uruguay. En este caso fue el colapso junto con la Argentina y después se recuperó. Es una operación habitual que cuando hay una falla en el sistema uruguayo actúen de manera conjunta, porque físicamente están funcionando así.

Con Brasil no hubo ninguna incidencia a pesar de que estaba la convertidora, porque lo único que hizo fue perder generación que estaba poniendo; con lo cual, no tuvo ninguna incidencia de cortes. Con Paraguay solamente fue la vinculación ahí en Ayolas, que fue marginal. Con Chile no estábamos intercambiando. Con Bolivia todavía no está desarrollada la interconexión.

En el caso de Formosa en particular, se levantó rápido una buena parte con la interconexión por Guarambaré, que históricamente –hasta que estuvo la estación transformadora de 500– era el vínculo principal de abastecimiento de esa zona y hoy está funcionando como respaldo y eso entiendo se hizo rápidamente.

Sr. Presidente (Pereyra).- Muchas gracias, secretario.

Tiene la palabra la senadora Durango.

Sra. Durango.- Buen día, señor presidente. Señor secretario, muchas gracias por el informe. Por lo menos, para los que sabemos poco ha sido muy claro. Así que se lo agradecemos.

En primer lugar, estoy de acuerdo con que el ENRE tiene que venir aquí a explicar los motivos por los que hemos tenido esto que ustedes llaman colapso. Ahora, como representante de los usuarios pampeanos, quiero preguntarle especialmente cuál va a ser la compensación, porque, así como dijo recién la senadora, había provincias que estaban con elecciones y el hecho de no haber tenido luz es muy grave. Además, en el resto de país se estaba festejando el Día de Padre y ustedes saben la cantidad de pérdidas que han tenido muchos de los usuarios –por no decir todos–, porque aun los que no tenían algo preparado, perdieron.

Entonces, quisiera saber para poder responderle a nuestros representados qué es lo que piensan ustedes a nivel de compensación de las pérdidas de ese día. Gracias.

Sr. Lopetegui.- Gracias, senadora, por su pregunta.

Entiendo que es algo muy importante lo que sintió la gente ese día. Y no solo en términos económicos, por lo que implica la angustia de no tener electricidad. Si es un corte parcial, es una angustia, una molestia, pero el hecho de que estuviese todo el país sin electricidad seguramente hizo que muchas personas se sintieran muy angustiadas por no saber qué es lo que estaba pasando, a qué se debía, si había habido un atentado, cuánto tiempo iba a durar, si iba a durar horas, si iba a durar días. Algo que no había ocurrido nunca en el país. Con lo cual, respecto de los inconvenientes y la angustia que la gente vivió ese domingo, somos totalmente conscientes de eso.

Con respecto a las compensaciones, no puedo ir más allá de lo que me compete, que es decir que el ENRE va a aplicar las sanciones que establece el marco regulatorio. Con lo cual, hasta que no esté terminado el proceso, sería temerario de mi parte decir que va a corresponder una compensación equis para los usuarios, porque hoy no tengo elementos. Lo único que sé es lo que dice el marco regulatorio y el que tiene que aplicar ese marco regulatorio es el ENRE.

Después tendremos que ver también si ese marco regulatorio lo consideramos hoy adecuado, porque esto fue escrito en 1993. Por ejemplo, si veo que establece 2,5 fallas cada 100 kilómetros como nivel de tolerancia, y ahora conocemos cómo fue la realidad y cómo es en otros países, uno puede decir que hoy está desactualizado. Entonces, tenemos que actualizarlo; eso tiene veinticinco años; cambió la tecnología. Y vemos que además el desempeño en la Argentina ha sido mucho menor, ese 2,5 es prácticamente abstracto; si hoy tenemos 0,36, que me diga que puedo llegar a tener 2,5, no sirve para nada.

No tiene nada que ver con esto, pero el hecho de haber tenido que traspasar Edenor y Edesur -o sea, recortar una parte del ENRE que ahora tiene que hacerse cargo de la Ciudad y de la provincia de Buenos Aires- es una buena oportunidad para refocalizar al ENRE en sus tareas remanente de una manera más moderna. Y lo que tenga que ser actualizado, lo actualizaremos juntos porque el congreso tiene que formar parte de esto; estas son leyes.

Sra. Durango.- Usted habla de angustia y yo le entiendo la angustia y la incertidumbre que todos tenían en ese momento, pero yo hablo de pérdidas económicas. La provincia de La Pampa, como usted bien dijo, tiene la Administración Provincial de Energía y las cooperativas, que son las distribuidoras; nadie tiene un generador de energía porque a nosotros no se nos corta nunca la luz. Por lo tanto, hubo muchas pérdidas económicas y la gente nos está reclamando, a nosotros que somos sus representantes, cómo se va a compensar esto. Muchas gracias.

Sr. Presidente (Pereyra).- Gracias senadora.

Tiene la palabra el senador Pino Solanas

Sr. Solanas.- Muchas gracias presidente. Un saludo al secretario y su equipo. Por supuesto que hemos seguido con mucha atención toda su larga exposición y es tal la cantidad de temas que salen del mismo que difícilmente los podamos contestar en un ida y vuelta. Algunas de esas preocupaciones las senadoras ya las plantearon. El hecho es de una gravedad colosal: 50 millones de usuarios quedaron sin electricidad. Los accidentes suceden a pesar de todas las cosas que prevemos. Lo que podemos decir es que nuestros sistemas de previsión de hipótesis de accidentes no alcanzaron.

Por supuesto, cuando esto pasa en una central nuclear, como pasó en Chernobyl... No fueron cuatro segundos, pero en 10 o 15 segundos estalló el reactor. El error humano está en cualquier actividad de la vida y de nuestras propias vidas. "Yo manejo muy bien, no va a pasar nada." Sí, pero este loco que venía borracho me llevó por delante. Son las cosas imprevistas.

Es muy interesante lo que plantea la senadora Durango porque habría que evaluar qué significaron esas 14 horas de corte en términos económicos.

Recién había un gráfico sobre las inversiones; me dio la impresión de que era un poco incompleto porque estaba en pesos y siguiendo la curva de la inflación. Me refiero al gráfico anterior.

Sr. Lopetegui.- Estaba en pesos actualizados, o sea, estaba corregido por inflación.

Sr. Solanas.- ¿Estaba actualizado a valor dólar?

Sr. Lopetegui.- A valor de la inflación, o sea, estaba expresado en pesos.

Sr. Solanas.- Sería interesante trasladar esto a nivel dólar porque el año pasado hubo 110 por ciento de devaluación de un saque.

Quizás no sea el momento, pero abre un debate mayor; la Argentina no ha tenido un debate público y mucho menos parlamentario a nivel del modelo energético. No lo hubo, lo cual demuestra una irresponsabilidad de la clase dirigente –todos– incomprensible. Nos falta eso.

Este modelo, además, entre lo público y privado y la multiplicación de mandos o de poderes de decisión, es como un ejército que no tiene un estado mayor supremo; hay cinco, seis, siete u ocho ejércitos con mandos diferentes.

Si no me equivoco, señor secretario, usted dijo que no siguieron las indicaciones o las ordenes que les dieron; preservando sus equipos, haciendo un cálculo económico de negocios particular. Es muy difícil comandar una tropa con tantos mandos.

Inversión: es un rubro que habría que analizar muy en particular; si se hicieron todas las inversiones. Yo no puedo comprender que en 2019 el reemplazar una torre –a 412– lleve 65 o 70 días. Se hace lento porque sería más caro hacerlo rápido. Y cómo se concatena después: cualquiera de esas decisiones que parecen menores, uno pone la lupa y está en el vértice de una serie de cortocircuitos o de marchas y contramarchas. Está todo entrelazado. Merece una gran discusión.

Sobre todo, si hubo un sector que ha ganado toneladas de dinero, es el sector eléctrico; son las distribuidoras eléctricas. Pampa Energía, uno la ve y está en todas. Transener, la mitad, es de Pampa Energía. Son todos amigos -la conducción de esas empresas- con el gobierno nacional. Es decir, no se me escapa que ahí está Joe Lewis y está Mindlin. Están en todas. Central Puerto Nuevo y Pampa Energía, ¿respondieron las órdenes que dio el secretario? En fin, son todos temas mayores.

Es de esperar que este colapso nos motive a extremar el rigor en el diseño y en las decisiones que se tomen. Vuelvo a decir, señor presidente de la Comisión de Energía, que sería muy importante abrir un poco el debate.

¿Cómo puedo yo justificar lo que pasó en La Plata? El señor Pagano tiene todas las principales distribuidoras de la provincia de Buenos Aires. La inversión ha sido escasa con relación al resultado. ¿Cómo es posible que 80 mil personas estén sin luz durante varios días? Y el señor Pagano tuvo 3.600 por ciento de ganancia. Muchas gracias.

Sr. Lopetegui.- Muchas gracias a usted señor senador.

Una acotación y una coincidencia con sus afirmaciones; la acotación frente a lo que dijo que los amigos del presidente son dueños de Pampa Energía.

Pampa Energía compró la mitad de Transener en el año 2004 a National Grid, que originariamente era una empresa inglesa que había ganado la privatización. O sea, esto ocurrió once años antes de que nosotros lleguemos al gobierno. Pampa Energía entra en Transener en el año 2004. Nosotros heredamos esa situación, que no tiene nada de irregular. Pero no fue bajo nuestro mandato que Pampa Energía entró en Transener.

Segundo, una coincidencia. Coincido en un doscientos por ciento en que necesitamos darnos un debate profundo sobre el sector energético, porque lo que hace o no el sector energético argentino trasciende al sector energético y afecta de manera profunda a toda la economía del país, al trabajo y a la inversión de todos los sectores económicos.

Venimos de una época oscura. En el año 2006 Argentina no solo se autoabastecía sino que tenía un superávit energético comercial de 6.000 millones de dólares, porque Argentina tiene muchos recursos energéticos. Cuando digo recursos no son solamente geológicos o naturales sino también humanos. Nosotros, como argentinos, trabajamos en hidrocarburos desde hace más de cien años, con éxito.

En el año 2006 no solamente éramos capaces de autoabastecernos sino que exportábamos neto –exportaciones menos importaciones– 6.000 millones de dólares. Gracias a políticas desafortunadas, porque los recursos estaban ahí, físicos y humanos, en solo siete años, entre 2006 y 2013, ese superávit de 6.000 millones de dólares se transformó en un déficit de 7.000. O sea, en solo siete años le sacamos 13.000 millones de dólares anuales a la inversión argentina, al empleo argentino, a las exportaciones argentinas, a las divisas que el país necesita para funcionar.

Yo no tengo ninguna duda de que una de las razones por las que Argentina entra en estagnación económica desde el año 2001 en adelante es por este viraje de haberle quitado 13.000 millones de dólares anuales, no por falta de recursos físicos, geológicos, humanos, sino por malas políticas.

Afortunadamente, este déficit se ha empezado a revertir. El año pasado fue de 2.300 millones, por aumento de las exportaciones y disminución de las importaciones, y este año vamos a estar cerca del equilibrio. Los primeros cinco meses del año tuvimos superávit de la balanza energética. Este mes cumplimos quince meses sin importar petróleo por primera vez en muchos años y estamos empezando a ser excedentarios en petróleo liviano por la explosión en la producción de Vaca Muerta, de la cual solo explotamos hoy menos del 4 por ciento.

Por la suerte que tengo de ocupar el lugar que ocupó hoy, me toca hablar con los principales ejecutivos de las principales empresas petroleras del mundo. Hace veinte días estaba con uno. Justo ese día había aparecido la noticia de que British Petroleum se había retirado de China en la explotación de recursos no convencionales, de gas no convencional, siendo China el país que tiene mayores recursos de gas convencional según la Secretaría de Energía de Estados Unidos. Le pregunté por qué se van de China y por qué invierten en la Argentina. Me dijo porque en la Argentina tenemos todo lo que no tenemos en China. Obviamente, tenemos una geología muy buena, igual o mejor que la que existe en los recursos no convencionales de los Estados Unidos. Pero en Argentina hay un entramado que lleva más de cien años y que está compuesto por empresas nacionales e internacionales, algunas de las cuales están en nuestro país operando desde hace más de cien años. Me decía: tienen sindicatos que saben operar en petróleo y en gas, que es un tema complejo; tienen subcontratistas; tienen infraestructura y tienen un marco regulatorio, que como todo, será perfectible, pero es un marco regulatorio que a nosotros nos da la seguridad para invertir. O sea, tienen un ecosistema que hizo que el año pasado se invirtieran 4.200 millones de dólares en Vaca Muerta, con todas las incertidumbres que plantea la Argentina de hoy, y siguen invirtiendo.

Este año hubo dos proyectos en petróleo más sobre los que se anunciaron el pasaje de piloto a desarrollo. Vamos a empezar a ser exportadores de petróleo liviano de manera sistemática a partir de octubre o noviembre. Ya hubo dos embarques. Obviamente, todo esto también liderado por YPF, porque tenemos una compañía que tiene más o menos entre el 45 y 50 por ciento del mercado y que es la pionera en el desarrollo de Vaca Muerta.

Cuando nosotros llegamos se hacían 100 fracturas por mes en Vaca Muerta. En el no convencional, la mejor manera de medir la inversión y la producción futura es por el número de fracturas más que de pozos, porque un pozo puede tener muchas más fracturas. Cuando nosotros llegamos se hacían cien fracturas por mes, prácticamente todas YPF, y hoy se hacen 550 por mes. YPF sigue representando el 40 por ciento de eso, pero hay diez compañías nacionales e internacionales actuando, con lo cual la energía que se había convertido en un ancla para el desarrollo de la economía, del país, del empleo y de la inversión tiene, debe y está comenzando a constituirse en un motor. O sea, tiene que pasar de ser un ancla que nos hace dependientes de gas importado de Qatar o Australia, que lo tenemos que pagar de 7 a 8 dólares el millón de BTU, para pasar a pagar los 4 dólares que les pagamos a los productores domésticos porque el recurso está.

Todas las compañías multinacionales me hablan de la calidad del recurso geológico, además de todo este ecosistema que no tienen en otros países. Hoy solamente se explotan con escala recursos no convencionales en cuatro países: Estados Unidos, Canadá, Australia y Argentina, y no por falta de ese recurso en otros países sino por este ecosistema que supimos concebir.

Me acompaña el senador Pereyra, que es un protagonista de la mesa de Vaca Muerta. ¿Todo esto para qué? Para generar más empleo en la construcción de Fortín de Piedra. En el proyecto de gas de Tecpetrol participaron mil pymes argentinas, de Córdoba, Rosario, de todo el país. Es generar empleo en Vaca Muerta y en el resto del país, con lo cual tenemos una gran oportunidad entre manos. El presidente Macri inició la primera mesa de competitividad con Vaca Muerta, en la que el senador Pereyra fue protagonista, entendiendo que los desafíos del futuro son enormes, pero que también nos presentan enormes oportunidades.

Hoy estamos con éxito pero recorriendo los primeros pasos. No es que nos va a salvar Vaca Muerta. Los únicos que nos vamos a salvar, consiguiendo progreso y estar mejor, somos nosotros mismos. Pero la oportunidad de Vaca Muerta la estamos tomando gracias a lo que la Argentina fue construyendo durante diez años y al trabajo en conjunto del gobierno nacional, del gobierno provincial, de los sindicatos, las empresas nacionales, extranjeras, los subcontratistas. Tenemos que seguir en cada detalle para poder hacer que la energía sea uno de los motores del progreso y del aumento del empleo y del bienestar de todos.

Por eso coincido plenamente que no podemos dejar este tema sin tener un debate profundo de hacia dónde debemos ir, porque tenemos una oportunidad gigantesca enfrente y nuestros descendientes no nos van a perdonar si no la tomamos.

Sr. Solanas.- Me permito agregar dos reflexiones: sí, pero a costa de una tonelada de subsidios, señor secretario. En ese sentido, el emprendimiento, que es meritorio bajo todo punto de vista –salvo el ambiental–, cuesta muchísimo. Pagamos los combustibles más caros, le diría del planeta, o por ahí estamos. Además de esto, lo que no paga el usuario de manera directa lo paga el Estado. Ahí está el reclamo de Techint: "Yo vine acá, ustedes me garantizan el 7,50. La diferencia entre lo que recolectan y el subsidio que el consumidor está pagando, la tienen que poner ustedes".

En fin, es un tema a discutir si ese es el mejor camino.

Y en cuanto a esa inversión gigantesca y lo que nos está costando en subsidios: si se colocara en otras energías, ¿cuál sería la ecuación? Eso es lo que me pregunto

Creo que son temas que hay que discutir.

Sr. Lopetegui.- Me alegra coincidir con usted en que tenemos que disminuir los subsidios. Cuando llegamos al gobierno, los subsidios a la energía eran 3,5 puntos del producto bruto. Este año serán el 1,2, gracias al esfuerzo de toda la sociedad. Pero, además, el de la Resolución 46, que es el último plan de subsidio a la oferta, termina en dos años, y cada año se va reduciendo. Estamos en el segundo año y termina dentro de dos años.

Sr. Solanas.- El tema es que el costo y lo que valen hoy los combustibles ha embromado el costo industrial argentino, y ha sido un disparador monumental de la inflación. La energía –usted lo sabe muy bien– es el primer insumo de la cadena productiva. Con cada aumento de los combustibles: "Yo aumento, viejo; ya no me cuesta lo mismo". El que tiene tractor, el que tiene camión.... Entonces, es un temazo este. Los países en vías de desarrollo, desde siempre y hasta hoy, financiaron sus desarrollos...

Sr. Presidente (Pereyra).- Discúlpeme, senador Solanas. La reunión está acotada únicamente al tema del corte de energía...

Sr. Solanas.- Termino, presidente.

El tema es la diferencia entre el costo interno y el costo internacional. La energía dolarizada es un disparate, porque cómo vamos a crecer nosotros... Es lo mismo que si a mí, mañana, me dijeran que el bife de chorizo vale cinco veces más, porque es el precio del mercado en Londres, en Tokyo, en París o en Nueva York.

La energía, el gas y el petróleo los tenemos acá, los sacamos acá con mano de obra, con inteligencia, con técnicos argentinos, etcétera. Bueno, es un debate; son temas...

Sr. Lopetegui.- Debemos dejar esos temas porque el senador Pereyra me dice que no estaban en la agenda. Pero me gustaría responderle solamente para dar algunas precisiones.

El precio de la energía eléctrica y del gas que pagan las industrias argentinas y que hoy no está subsidiado –porque hoy el único subsidio es hacia los consumidores residenciales– es 30 por ciento inferior que el gas y la electricidad que pagan en Brasil y en Chile. Y ni hablemos de Uruguay, porque es muchísimo más caro. Pero si nos comparamos con los países vecinos Brasil y Chile, el gas y la electricidad industrial son un 30 por ciento más baratos. Y el precio del gasoil y de las naftas hoy es un 10 por ciento inferior que el de Brasil y Chile. Pero dejamos este tema para otro momento, porque hoy no vine a hablar de él.

Sr. Presidente (Pereyra).- Tiene la palabra el senador Luenzo.

Y le pido a la senadora Verasay que por favor me reemplace un momento en la Presidencia.

- *Ocupa la Presidencia la senadora Verasay.*

Sr. Luenzo.- Secretario: si bien entiendo que no es el tema que hoy nos ocupa, por razones obvias, como uno es de una zona petrolera como la cuenca del Golfo San Jorge, sería interesante poder seguir el debate.

Entonces, le pediría a la presidenta, para que luego se lo informe al presidente natural de la comisión, que por favor se ponga en discusión en una mesa de naturaleza similar a esta, la licitación en bloque de la cuenca Malvinas. No solamente por su impacto desde el punto de vista geopolítico –es un tema delicado por los protagonistas que tiene la licitación– sino también por el impacto de carácter ambiental. Es decir, creo que debemos abordarlo desde diferentes miradas, porque el tema Malvinas, obviamente, está muy vinculado con lo que venimos charlando y debatiendo desde hace unos minutos atrás.

No quiero ir a un tema que, es verdad, no estaba dentro de la agenda. Pero usted nos dio pie para preguntarle y ahora le voy a pedir, por favor, si es factible pactar una nueva reunión para hablar puntualmente de la Cuenca Malvinas, porque me parece que esto sí es central para los intereses argentinos.

Sr. Lopetegui.- Gracias, senador.

Originalmente estaba en la agenda. Pero como los dos senadores que lo pidieron no están presentes, el presidente de la comisión me acaba de comunicar que lo vamos a tener que tratar otro día. Por lo tanto, haremos una reunión para tratar esa cuestión.

Sra. Presidenta (Verasay).- Les pregunto a los invitados si alguien quiere hacerle una consulta al secretario o a su equipo.

Sr. Caldiero.- Soy Sebastián Caldiero, secretario de Energía de la provincia de Río Negro.

En primer lugar, le agradezco al presidente de la Comisión de Energía, el senador Guillermo Pereyra, y a usted –ahora a cargo de la Presidencia–, por permitirnos la participación, y al señor secretario de Energía y a su equipo por el informe que nos han brindado.

Más allá de las competencias propias del ENRE, que será el que hará el análisis final y tome las medidas correspondientes del caso, como bien lo explicó el secretario, me gustaría pedirle, en el marco de la investigación, que se analice no solo la falla del evento, del colapso, sino también todo lo sucedido con posterioridad hasta la reposición integral del servicio. Particularmente, represento a la región del Comahue, la cual, pese a ser generadora de energía, creo que fue la última en recuperar la electricidad, cerca de las 21 del domingo 16 de junio.

Reitero, más allá de las causas del evento que siguen en investigación, ello sucedió por ciertas deficiencias operativas de disponibilidad de las centrales, las cuales tenían que estar en condiciones para generar en isla –y que entiendo que perciben una remuneración por eso– y no lo estaban. Me refiero a la central hidroeléctrica Planicie Banderita, a la central térmica Chihuido y a la central Térmica Alto Valle, que de haber estado en las condiciones que los contratos de concesión les exigen nosotros podríamos haber tenido electricidad en la región Comahue antes de las 10 de la mañana. Sin embargo, reitero, recién pudimos restablecer el servicio a las 21.

Por otro lado, cuando la central Planicie Banderita estuvo en condiciones de generar en isla, el domingo por la tarde, por decisión de CAMMESA o de Transener no se nos dejó generar en isla y se ordenó la interconexión al Sistema Integrado Nacional de la electricidad que estaba proporcionando Planicie Banderita, violándose todo el procedimiento que rige entre CAMMESA y las transportistas, en este caso Transcomahue. Esto nos impidió a los habitantes de la región Comahue tener electricidad alrededor de las 15 del domingo por una priorización de la interconexión al sistema nacional. Reitero, fue en violación del procedimiento preestablecido. Aparte, indudablemente fue un error técnico, porque no se logró el cometido y no se pudo conectar.

Entonces, el pedido puntual –reitero, sabiendo que están pendientes los informes del ENRE y que será dicho organismo el que deba tomar las medidas disciplinarias contra las centrales y, en su caso, contra Transener– es que se amplíe la información de las causas de la falla a todo el procedimiento seguido con posterioridad a la reposición del servicio.

Y sobre todo, que se haga especial hincapié en la violación por parte de Transener o CAMMESA –eso tendrán que decidirlo los informes– a un protocolo

preestablecido que nos obligaba a generar en isla y nos podría haber permitido tener energía eléctrica con mucha mayor anticipación de la que la tuvimos porque, reitero, siendo un área o una zona generadora de electricidad fuimos los últimos en lograr el restablecimiento del servicio. Simplemente eso.

Sr. Lopetegui.- Muchas gracias, secretario por sus preguntas. Yo voy a responder a la primera parte y, después, le voy a pedir a Juan Luchilo que responda la segunda.

La primera parte es totalmente cierta: hubo fallas en la recuperación en centrales hidroeléctricas del Sur. En este informe no nos concentramos en detallar cómo fue el proceso de recuperación. Si no hubiesen habido esas fallas, podría haber sido más rápido aun que las catorce horas. Eso está en proceso de investigación; pero la realidad fue tal cual como la he descripto: esas fallas de determinadas centrales, que cuando tuvieron que entrar no estuvieron disponibles, demoró algunas horas la recuperación total.

Con respecto a la posibilidad de generar en isla y el incumplimiento de protocolos de CAMMESA, le voy a pasar la palabra a Juan Luchilo para que lo pueda explicar.

Sr. Luchilo.- Bueno, como primera medida, como dijo el secretario recién, nosotros tenemos dos informes. Uno, que se presentó hoy, que es el preliminar; y hay otro en curso que será bastante más largo, que es el informe completo de la recuperación del sistema, o sea, lo que sería el post falla y la recuperación completa desde cero hasta plena conexión y normalización completa del sistema.

Eso se está trabajando también. Son como dos vías de trabajo en paralelo y va a llevar también mucho tiempo, porque son un montón de operaciones, excepcionales en muchos casos, y demás.

Efectivamente, como dijo el secretario, hubo problemas en algunas centrales del Comahue. Yo trabajé en Hidronor originalmente, o sea que conozco bien la operación de esas centrales. Son las mismas en las cuales confiamos desde siempre en el abastecimiento de la demanda desde el Sur a través del sistema de transporte de alta tensión. Tanto Planicie Banderita como la central hidroeléctrica El Chocón tuvieron problemas, especialmente El Chocón, para energizar el sistema de 500 kilovoltios.

Ese es el esquema, uno de los puntos basales de recuperación. Había tres puntos basales que eran Salto Grande, Yacyretá y El Chocón. Salto Grande funcionó a la perfección, Yacyretá tuvo algunos problemas para hacer la energización y El Chocón fue el que más problemas tuvo. Eso surgió ya de la operación.

Eso modificó el esquema que recomposición que, finalmente, tuvo que realizarse desde Capital, o sea desde el Gran Buenos Aires, hacia Neuquén; lo que fue en el sentido inverso del previsto en el procedimiento técnico de recuperación, el procedimiento técnico 7.

En particular, en el funcionamiento de isla, Planicie Banderita no pudo controlar –no es que se le impidió operar– el funcionamiento de la isla. Es un problema técnico complejo, porque cuando la demanda es chica el control de frecuencia es muy complejo. La primera vez que se conectó sí se le solicitó intentar energizar el sistema de 500; y cuando quiso energizar el sistema de 500, falló y disparó la máquina y se produjo de nuevo un colapso local. Eso se probó, creo, que dos veces. Bueno, todo eso va a estar en el informe. Yo tengo recuerdo de lo que pasó ese día, ya en la operación. Entonces, eso se probó un par de veces y, después, no pudo sostener la isla. Eso fue lo que pasó en la operación.

De cualquier manera, se van a revisar porque deberían haber funcionado correctamente, y la reposición de la zona tendría que haber sido mucho más temprana de lo que fue. O sea que hubo un conjunto de acciones en las que, efectivamente, se intentó energizar el sistema de 500 kilovoltios desde otro punto distinto de El Chocón, que no lograba entrar en servicio en esa posición de arranque autónomo. Planicie Banderita había entrado, pero cuando se quiso energizar falló esa energización. Se probó dos veces y, luego, el sistema tendría que haber funcionado aislado sin ninguna otra restricción; y creo que Planicie Banderita no fue capaz de funcionar adecuadamente, no es que se le impidió.

Sr. Presidente (Pereyra).- Gracias.

Tiene la palabra el presidente de la cooperativa, Carlos Ciapponi.

Sr. Ciapponi.- Muy buenos días a todos. Muchas gracias, senador Pereyra.

Yo soy el ingeniero Carlos Ciapponi, presidente de una distribuidora, la que atiende el servicio en Neuquén capital. Gracias al cuerpo de senadores, al secretario y sus colaboradores.

La pregunta más importante es coincidente con la del secretario de Energía de Río Negro, y hay una preocupación también del gobierno provincial respecto de por qué existió esa diferencia de reposición del servicio, independientemente de las fallas que ocurrieron. Justamente para eso está el sistema interconectado nacional, para tener distintas alternativas de reposición. Bueno, evidentemente, hay cuestiones técnicas.

Quiero hacer un apartado para hacer un reconocimiento de la exposición que dio el secretario, porque los que pertenecemos a este sector y nos toca la difícil tarea de dar una explicación técnica a la opinión pública sabemos que es una tarea realmente muy difícil. Creo que el secretario ha hecho un gran trabajo docente para exponer en un lenguaje entendible cuál es el tema.

Insisto, es el mismo reclamo que el del secretario de Río Negro. Entiendo que, seguramente, había otras posibilidades, alguna necesidad política uno también la entiende. Es un término técnico para un ámbito más chico. Creo que existía la posibilidad, independientemente de los desperfectos que hubieran tenido nuestras centrales o de la zona, de que hubiesen –no puedo certificar qué y es lo que estamos reclamando– decisiones que están impactadas por otras cuestiones que no son absolutamente técnicas.

No arrancaron o no pudieron arrancar, creo que tiene que ver con algo que venimos mencionando hace bastante tiempo y es que el sistema eléctrico de la Argentina es robusto estructuralmente, pero hay que ser muy sinceros en esto: nada funciona sin una cuestión de recursos económicos. Y también el secretario Lopetegui está hace poco tiempo. El sistema eléctrico existe desde hace bastante tiempo. Creo que fue una decisión interesantísima, en su momento, de cómo funciona el mercado. El plan fue bueno, necesita actualización; pero los sistemas eléctricos responden con retardo, con mucho retardo.

Cuando nosotros dejamos de hacer inversión en algún momento, generalmente se van a ver los resultados de esa falta de inversión cuando el que no hizo las inversiones ya no está. No voy a profundizar más sobre este tema.

Creo que, a pesar de que tenemos otras discusiones o yo tengo mis reparos respecto de cómo han sido las cuestiones tarifarias, asumo completamente que el sistema eléctrico estará mejor en función de que haya un sinceramiento de las tarifas porque creo –y en esto sí no tengo ninguna duda– que hay sectores o algunos de los sectores del Mercado Eléctrico Mayorista que se está beneficiando con el incremento de las tarifas y no están haciendo las inversiones asociadas a ese

incremento de las tarifas. El apagón dejó un montón de enseñanzas, pero también certifica que tenemos que controlar que se hagan las inversiones en los lugares donde las tenemos que hacer.

Debatir públicamente y comprometer al sector político en la discusión del sistema eléctrico argentino es indudable, porque tanto el reclamo del secretario como el mío es difícil de explicar a los vecinos de Neuquén, en el sentido de que nosotros hemos entregado parte de nuestros recursos con El Chocón, Planicie Banderita y Alicurá y que, en algún momento de la historia política de la República Argentina, los beneficios que teníamos por ser generadores desaparecieron en los ámbitos políticos sin posibilidad de opinión de los sectores técnicos.

Con esto quiero decir que relevo bastante –por no decir en un ciento por ciento– a la actual conducción y, aunque hemos tenido diferencias, tengo absolutamente claro que no podemos hablar demagógicamente a la hora de reconocer las tarifas. Lo que sí existe siempre es esa diferencia entre el interior y Buenos Aires. Sigue siendo así. Es indudable. Pero es una excelente medida que el ENRE no se ocupe solamente de Edenor y Edesur.

Hecho ese planteo e insistiendo y esperando la respuesta a la pregunta que hizo el secretario de Río Negro le agradezco muchísimo la participación.

Sr. Lopetegui.- Muchas gracias ingeniero por sus palabras.

Yo creo que tenemos que preparar el informe final, que va a ser muy detallado, para saber exactamente lo que ocurrió en ambos lados, en términos de cuáles fueron los generadores que deberían haber entrado a determinada hora y no entraron, por qué no entraron y tomar las medidas y las sanciones que haya que tomar. Y, segundo, como lo decía, replantear esta actualización de cómo funciona el sistema eléctrico y si hay algo que no está siendo aplicado por criterios específicamente técnicos habrá que revisarlo.

Sr. Presidente (Pereyra).- ¿Alguien más?

Quiero decirles que la Legislatura del Neuquén también solicita un pedido de informes en su Comunicación N° 128, pero ha sido respondida con creces por el señor secretario de Energía.

También había otro tema. Un informe que piden los señores senadores Catalán Magni y Ojeda, pero al no encontrarse presentes no se va a tratar ahora. Seguramente se lo hará cuando estén los señores senadores presentes.

En otra oportunidad, vamos a invitar al señor secretario.

Le agradecemos la presencia y que haya sido muy amplio en su explicación. Próximamente, nos vamos a ver nuevamente.

Queda levantada la sesión.

– *Son las 13:16*