

## **EVALUACION DEL EVENTO DEL 28 DE DICIEMBRE SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

El Sistema nacional, es de seguridad nacional ante una electrificación en todas las actividades económicas en el país.

Ramses Pech  
Grupo Caraiva – León & Pech architect

Cronograma del Evento.....	2
Quema de Pastizales.....	4
Incremento de Oscilaciones.....	8
Incremento de Generación de Renovables.....	10
México como producimos electricidad.....	11
Salida de Plantas de Generación .....	14
Relata del evento .....	15
Conclusión .....	18

El evento sobre la salida de líneas de transmisión, y plantas de generación de electricidad está fundamentado en tres eventos que ocasionaron la falta de electricidad en un periodo de tiempo de 44 minutos.

## Cronograma del Evento

- A las 14:27 horas salió de servicio una Línea de Transmisión de 400 kV entre la Subestación Lajas y la Subestación Güémez (23.86515064573778, -99.04046072202135) ubicada entre los estados de Nuevo León y Tamaulipas.



Fuente: Mapa Google - Subestación Güémez.

- A las 14:28 horas salió de servicio la segunda Línea de Transmisión de 400 kV entre esas mismas subestaciones.
- Manera simultánea a la salida de las Líneas de Transmisión antes mencionadas, se presentó una oscilación de potencia:
  - Ocasionó que la frecuencia del Sistema Interconectado Nacional se incrementará a 61.82 Hz
  - Provocó la operación de las protecciones de alta frecuencia/Centrales Eléctricas Convencionales (es decir, Térmicas y Ciclos Combinados) y también las Centrales Eléctricas Renovables salieron de operación aproximadamente 9,262 MW de generación.
  - La salida de operación de las centrales eléctricas provocó un desbalance Generación-Carga en el Sistema Interconectado Nacional, esto debido a que la energía eléctrica se consume al

momento en que se produce, ya que no se puede almacenar en grandes bloques.

- Este desbalance provoca que la frecuencia del Sistema baje a 58.9 Hz, ocasionando la operación de los cuatro pasos del Esquema de Protección del Sistema por baja frecuencia (81) afectando 8,696 MW de carga. Es importante precisar que esa afectación equivale a lo que en ese momento demandaba todo el Valle de México.

El CENACE inició el proceso de restablecimiento de carga a las 14:33 horas en coordinación con la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y a las 16:12 horas se recuperó el 100% de la carga afectada teniendo una duración total la interrupción de una hora con 44 minutos con recuperación gradual como fue informado mediante las redes sociales oficiales de ambos organismos.

## Resumen de Eventos.

1. Quema de pastizales – Salida de Líneas
2. Incremento de Oscilaciones – Salida de Plantas
3. Incremento de Generación Renovable – Oscilación
4. Salida de Plantas de Generación – Desbalance en sistema nacional
5. Respaldo realizado por Hidroeléctricas – Balance del sistema
6. CENACE control del Evento

## Datos Clave del Evento

La afectación del suministros de energía eléctrica, fue ocasionada por una secuencia de eventos.

1. La salida de operación de dos líneas de transmisión en 400 kV debido a Caso fortuito por incendio
2. La actuación de un sistema de Protección del Sistema se interrumpe el suministro eléctrico en la Zona de Nuevo León
3. El Sistema estaba en condiciones de demanda media de invierno
4. Teníamos una integración histórica de Generación renovable variable de 28.13%
5. El sistema era débil en ese momento por alta interacción de renovables y líneas de transmisión fuera de servicio
6. Se presentó inestabilidad en el Sistema Interconectado Nacional.

## Quema de Pastizales.

Cabe aclarar que en México contamos con un sistema denominado:

Sistema de Predicción de Peligro de Incendios Forestales de México, es una herramienta de apoyo a la toma de decisiones para la prevención y el combate de incendios en México. El cual incluye información histórica y en tiempo real, evaluar las condiciones de posibles incendios.

El incendio fue en lo que se considera VEGETACION DE GALERIA, pero deberá considera como pastizal.

Los datos observados con el Satélite J01-375m indican punto de calor a las 13:42 del día 28 de diciembre con los siguientes datos:

País: México

Estado: Tamaulipas

Municipio: Padilla

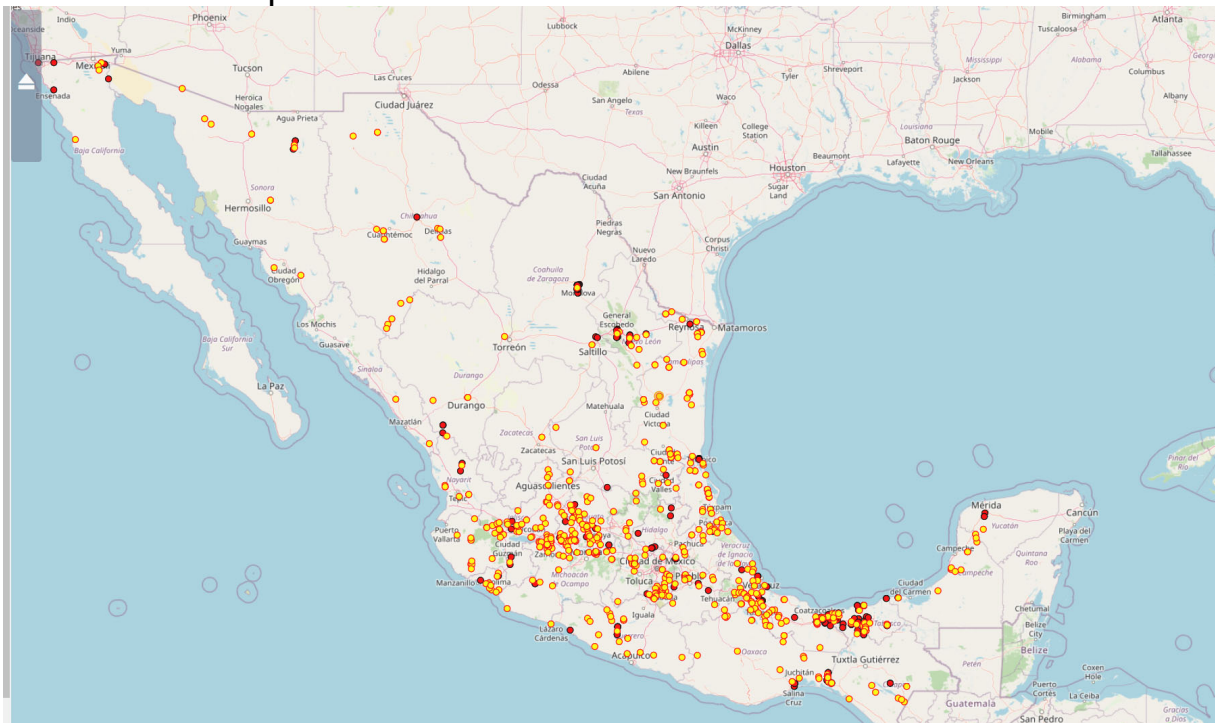
Vegetación: Vegetación de Galería

Área natural afectada: NO AFECTA ANP

Pendiente: 3.47 %

Recibido el: 2020-12-28 a las: 13:42:30 Hora local

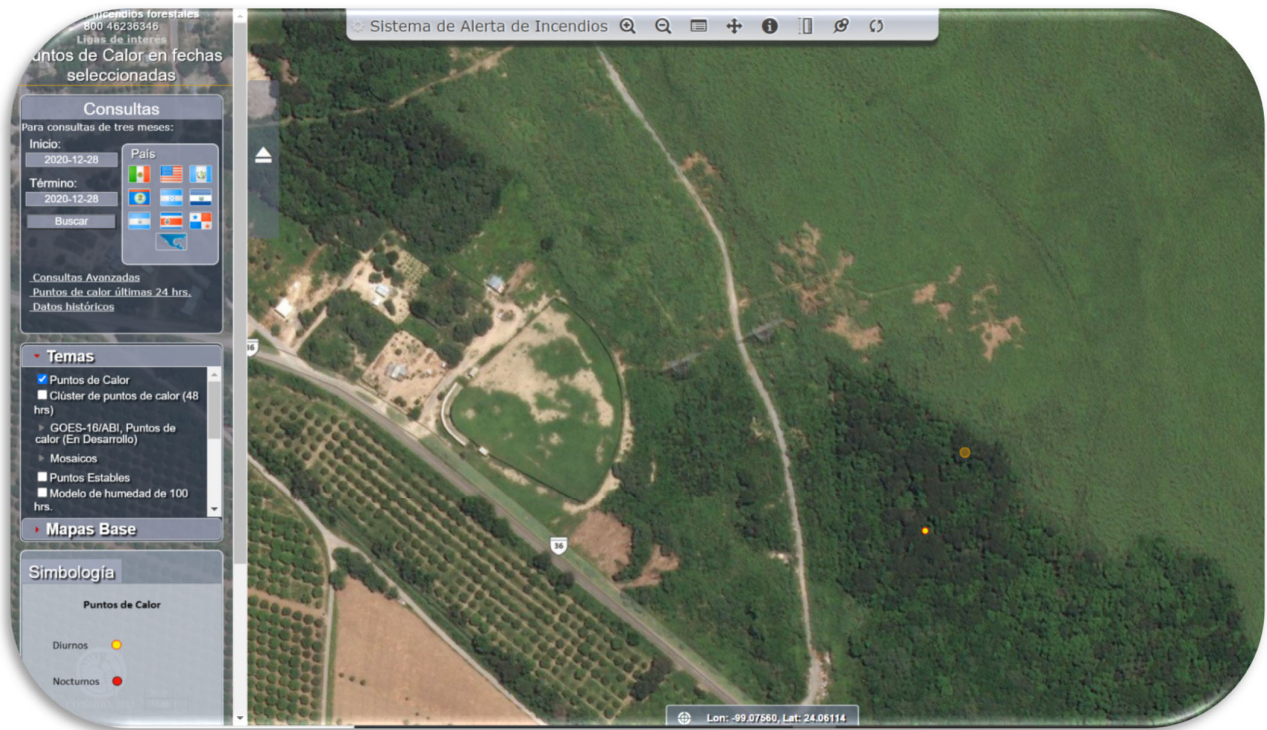
Este dato fue determinado como un punto de calor (cualquier punto de la superficie terrestre que emita suficiente temperatura, para que el píxel de una imagen de satélite lo reporte con una temperatura elevada en comparación con sus vecinos y cumpla con los umbrales establecidos en el algoritmo). Puntos de Calor el día 28 de diciembre en la República Mexicana.



Fuente: Mapa de puntos de calor página. <http://incendios.conabio.gob.mx/#>



Imagen del día 28 de diciembre en la zona donde hubo el conato de incendio y atraviesan las líneas de 440 MW.



Fuente: Mapa de puntos de calor página. <http://incendios.conabio.gob.mx/#>



Fuente: <https://twitter.com/JesusRCuevas/status/1344334958064754690?s=20>

A según información del centro de control de incendios las temperaturas pueden llegar a alcanzar estos incendios fluctúan entre los 200 a 250 grados Celsius.

Cuando se queman grandes acumulaciones de material (más de 400 ton/ha) y de gran tamaño, las temperaturas máximas en la superficie del suelo pueden ser del orden de los 400-700 °C. La quema de vegetación del tipo arbustiva se produce a temperaturas más bajas, pero también tienen un rango amplio de variación. Los fuegos en pastizales con cargas de combustibles menores a 1 ton/ha usualmente alcanzan una temperatura a nivel del suelo menor a 225 °C.

<b>Efecto de la severidad del fuego sobre diferentes parámetros en un suelo</b>			
	Severidad del fuego		
	Leve	Moderado	Alto
<b>Temperatura en superficie</b>	250 °C	400 °C	675 °C
<b>Temperatura a los 50 mm</b>	< 50 °C	50 °C	75 °C
<b>Mantillo</b>	Parcialmente chamuscado	Consumido	Totalmente consumido

Estas temperaturas que alcanzan por los conatos de incendios en las diferentes épocas de año, la empresa productiva del estado emitió un acuerdo a un documento público de abril de 2019, el cual fue aprobado por el subcomité de normalización técnica de la CFE y están vigentes, referenciado a conductores de alta temperatura para tensiones de 69 a 400 KV en función de los límites térmicos de conductores.

[https://lapem.cfe.gob.mx/normas/pdfs/x/E0000\\_36.pdf](https://lapem.cfe.gob.mx/normas/pdfs/x/E0000_36.pdf)

Adonde identifica las especificaciones que deberá tener:

<b>CONDUCTORES DE ALTA TEMPERATURA PARA TENSIONES DE 69 kV HASTA 400 kV</b>	<b>ESPECIFICACIÓN CFE E0000-36</b>
---	------------------------------------

1 de 25

**1 OBJETIVO**

Establecer las características mecánicas, eléctricas, térmicas, de operación y las pruebas que deben cumplir los conductores de alta temperatura, empleados en la construcción y mantenimiento de líneas de transmisión aéreas con tensiones eléctricas nominales de 69 kV a 400 kV.

**2 CAMPO DE APLICACIÓN**

Aplica a líneas de transmisión aéreas con tensión eléctrica nominal de hasta 400 kV las cuales pueden operar en condiciones normales hasta una temperatura de 210 °C.

A EN VIGOR

Es importante establecer, si las líneas de 400 KV que estuvieron expuesta son de altas temperaturas, o ¿cuál es el programa de reforzamiento térmico? con base a que se han incrementado los puntos de calor en los últimos años.

Todos los días hay puntos de calor que muchas veces son incendios controlados o por medio de una ignición natural o artificial. Ante esta situación que se está convirtiendo, en una constante ante el cambio climático, y las condiciones de tener una mayor radiación sobre la superficie de la tierra, los sistemas de transmisión y distribución deberán ser calibrados a poder soportar una mayor cantidad de temperatura. Debido que al aumentar la misma limita la conducción de la electricidad.

Ante los cambios climáticos, sería recomendable hacer un estudio a detalle, y ligado a un diagnóstico en función del:

**El límite térmico de un conductor en las líneas aéreas.** La cual deberá establecer la corriente máxima permitida en el sistema nacional, considerando una temperatura máxima a través del conductor para condiciones ambientales establecidas y actualizadas.

El cálculo del límite térmico para líneas aéreas se obtiene mediante métodos de balance de calor. Para determinar el límite térmico de conductores aéreos, es necesario considerar en el análisis el efecto de la temperatura ambiente, la velocidad y dirección del viento, la emisión solar y la altura sobre el nivel del mar.

a) CSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced) conductor standard:

- Al incrementarse la temperatura ambiente disminuye la capacidad para transmitir corriente por el conductor.
- Al incrementarse la velocidad del viento aumenta la capacidad para transmitir corriente por el conductor.

b) Alta Temperatura:

- Capacidad para transmitir una mayor cantidad de corriente que un conductor convencional
- Pueden instalar en las mismas torres del derecho de vía existente, sin necesidad de reforzarlas.

El incremento de la temperatura en una línea de transmisión pone en un dilema al sistema. Si esta no es de alta temperatura, y activando a los sistemas de alarma, por protocolo sacan las líneas que no pueden continuar operando del sistema nacional; al desconectar el intervalo afectado y el flujo eléctrico, el CENACE para balancear el sistema debe como buscar cómo llegar a los usuarios finales su demanda de electricidad.

Es un hecho que tenemos varios incendios, y cambios de temperaturas a lo largo de cada año. Afectando al sistema de transmisión, por lo cual requiere invertir en mejor la condición de este.

Al aumentar el consumo, requiere que la línea los electrones viajen a una mayor velocidad y en volumen en un periodo de tiempo, los cuales pueden ser afectados por las condiciones climáticas, incendios o fenómenos naturales que alteran la conductividad de las líneas.

Esto solo hay dos formas de prevenir, reforzando o cambiando las líneas a alta temperatura o monitoreando en forma constante los puntos de calor en forma diaria.

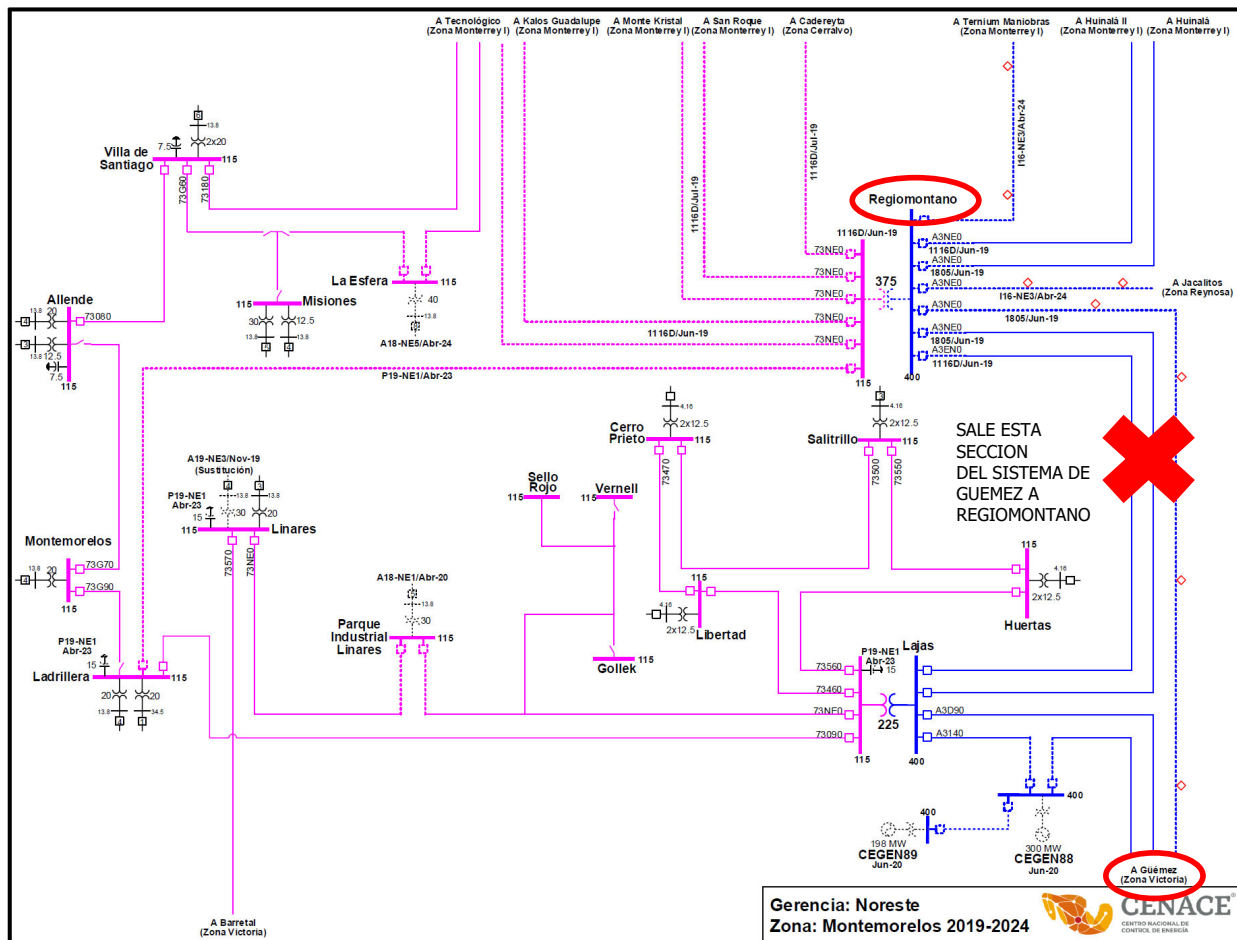


## Incremento de Oscilaciones

Las dos líneas que salieron de 440 KW en un intervalo de 1 minuto, ocasiono que desenlazaran la trayectoria entre Monterrey - Ciudad Victoria – Tampico, originando variaciones al sistema nacional.

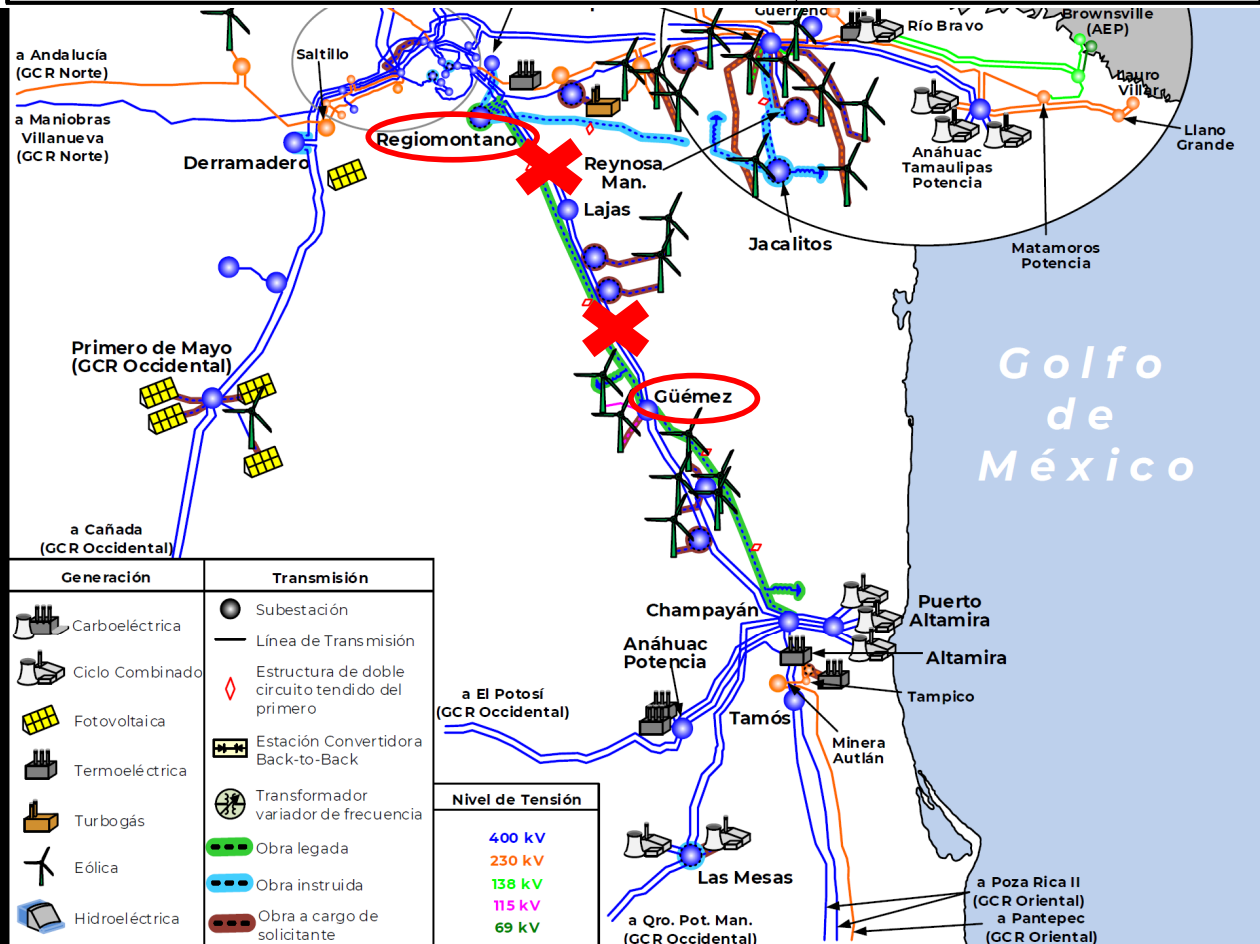
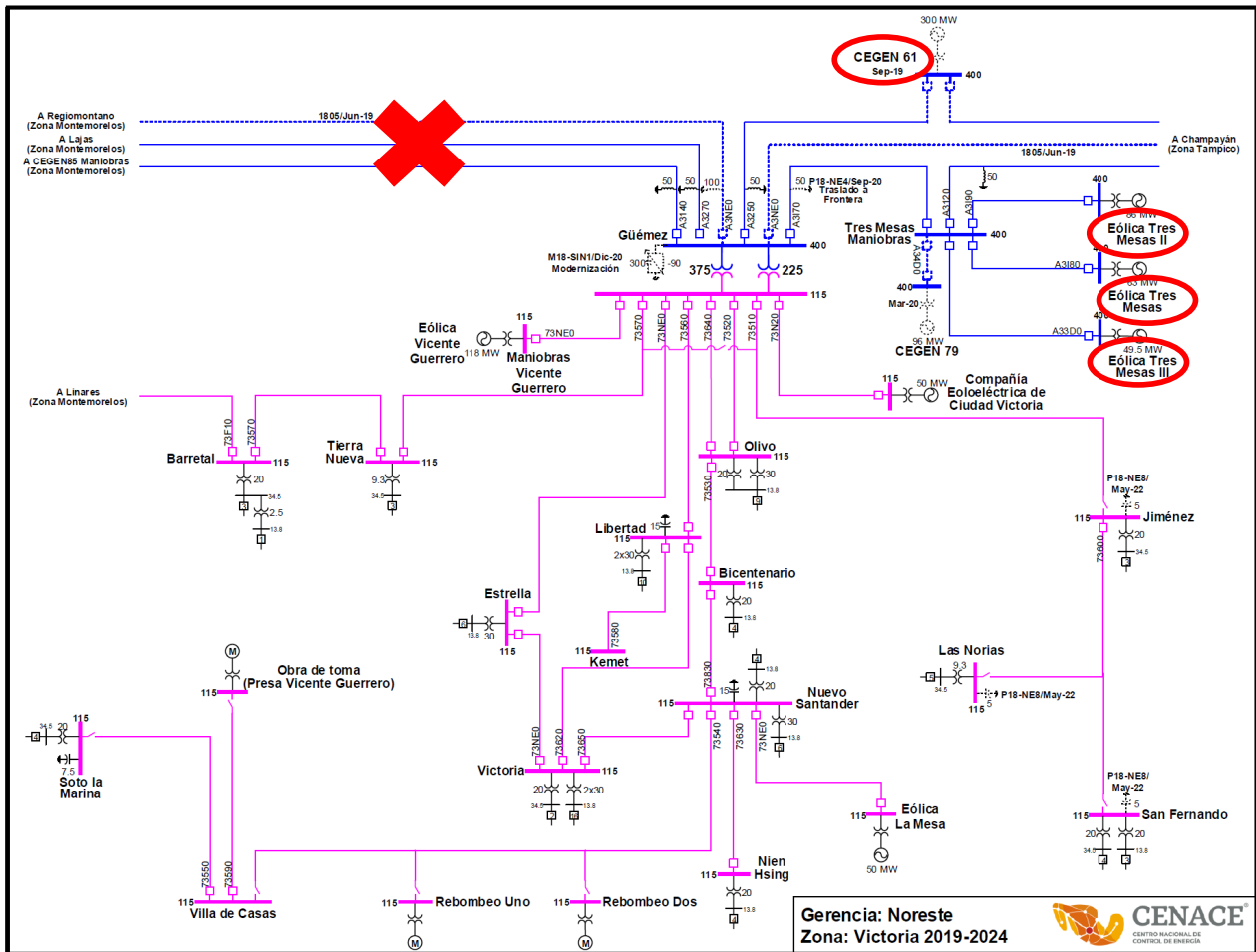
La variación se origina entre lo generado y la carga, debido a que las plantas tienen que salir de operación en ese intervalo al no poder subir la electricidad en la línea.

En el siguiente diagrama unifilar observa ambas líneas que salieron ante el incremento de la temperatura y cortando el sistema la trasmisión por estas. Dejando paradas a dos plantas y regresando el flujo de electricidad que proviene de ciudad victoria y tampico (Diagrama unifilar 2).



Fuente: CENACE Unifilares 2019.

En el siguiente diagrama se observa cuatro plantas eólicas que quedaron fuera de servicio en este intervalo de región.



Fuente: CENACE Unifilares 2019.

Estas oscilaciones de potencia ocasionaron la salida de las plantas.

Oscilación de potencia (power swing): Variación en la potencia trifásica, debida al avance o retroceso de los ángulos relativos entre generadores, como respuesta a cambios en la magnitud de la carga, faltas y otras perturbaciones en el sistema.

Dependiendo de la perturbación y de la acción de los controladores las oscilaciones pueden ser:

- Oscilación de potencia estable:  
Es estable si los generadores no pierden el paso polar y el sistema alcanza un nuevo estado de equilibrio.
- Oscilación de potencia inestable:  
Es inestable si un generador o grupo de generadores pierde el paso polar.

## Incremento de Generación de Renovables

---

### Datos Clave del Evento

#### **A las 14:22 del 28 de diciembre de 2020**

Se tenía una Generación Renovable Intermitente en el Sistema Interconectado Nacional de 8,877 MW (FV: 4,450 M y EO: 4,427 MW), representando el 28.13% de la demanda del Sistema de ese momento, representando un máximo porcentaje histórico de integración de generación renovable variable en el Sistema.

#### **A las 14:27:30 del 28 de diciembre de 2020**

Se tenía una Demanda en el Sistema Interconectado Nacional de 31,789 MW  
Se tenía una Generación Renovable Intermitente en el Sistema Interconectado Nacional en SIN: 8,531 MW (FV: 4,104 MW; EO: 4,429 MW), representando el 26.83% de la demanda del Sistema de ese momento.  
Se contaba con un Margen de Reserva Operativa del SIN: 31.9%.

Como referencia la Demanda Máxima del año 2020 fue de 44,551 MW, la Demanda Máxima del año 2020 fue de 47,001 MW.



Energías Renovables del total de generación produjeron 8,877 MW cayendo en 6 minutos alrededor de 346 MW (- 3.89%), produciendo a según el sistema una oscilación.

Este fenómeno se conjunto con el conato de incendio en la zona noreste que a las 14:27 salió la primera línea y presento la caída de generación de las renovables en este intervalo en el tiempo.

La oscilación para mantener la velocidad de la electricidad en las líneas, tenían plantas de respaldo ante cualquier otra variación con plantas convencionales, las cuales mantenían sus rotores en movimiento.

Requiere buscar en las renovables algún sistema o mejora de poder mantener en forma constante la carga en las líneas de trasmisión a la velocidad requerida para no producir oscilaciones.

## México como producimos electricidad.

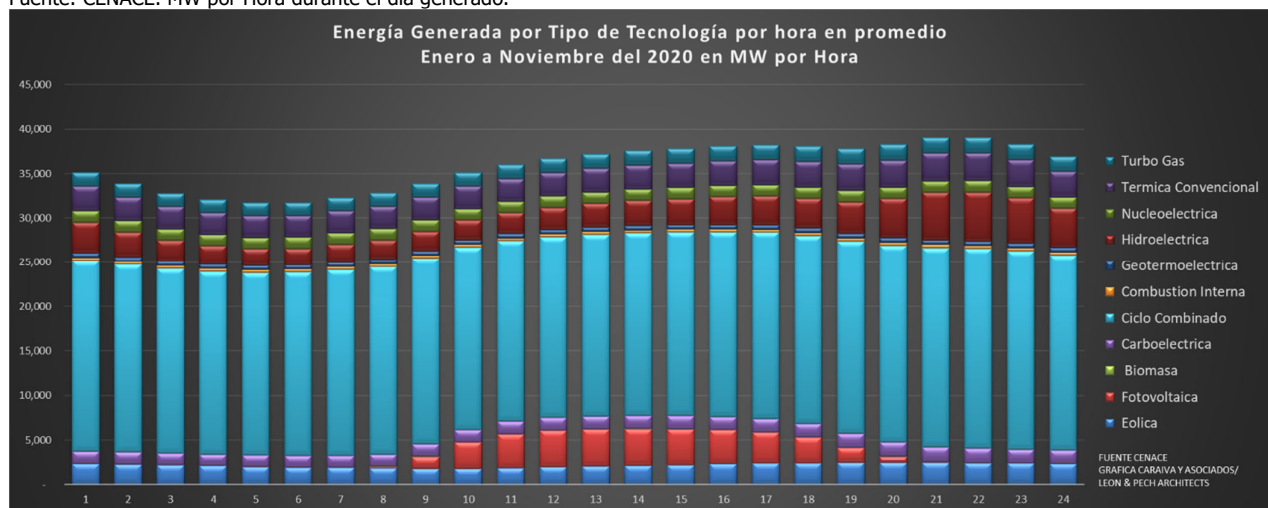
Observando las estadísticas de la Energía Generada Liquidada Agregada (MWh) Intermitente y Firme por Tipo de Tecnología por mes de operación del Proceso de Liquidación: Original (L0) proveniente del CENACE, tenemos los siguientes datos.

Indican que las energías renovables (Fotovoltaica y Eólica) el pico más alto de producción observado de enero a noviembre ocurre entre las 13 a 15 horas, esto el CENACE todos los días en su monitoreo de balance tiene que dará prioridad para mantener el flujo continuo en la RED, saliendo algunas plantas convencionales y amortiguando en reservas por cualquier cambio de frecuencia en la RED.

Tabla observa la generación por MW en cada hora del día del promedio de enero a noviembre.

Hora del Día	Eolica	Fotovoltaica	Biomasa	Carboeléctrica	Ciclo Combinado	Combustion Interna	Geotermoelectrica	Hidroeléctrica	Nucleoeléctrica	Termica Convencional	Turbo Gas	Total Por Hora promedio
1	2,321	0	9	1,417	21,413	349	519	3,497	1,282	2,763	1,568	35,138
2	2,271	0	10	1,351	21,070	338	521	2,838	1,285	2,629	1,517	33,830
3	2,182	0	10	1,303	20,745	331	522	2,387	1,285	2,533	1,487	32,785
4	2,094	0	10	1,286	20,517	326	522	2,096	1,285	2,481	1,467	32,083
5	2,008	0	9	1,287	20,465	323	522	1,903	1,283	2,455	1,458	31,715
6	1,939	0	9	1,306	20,596	324	522	1,844	1,283	2,466	1,456	31,746
7	1,888	4	9	1,340	20,873	327	522	2,049	1,283	2,497	1,464	32,258
8	1,848	172	9	1,374	21,026	327	521	2,224	1,283	2,536	1,479	32,800
9	1,770	1,351	9	1,395	20,900	323	518	2,223	1,282	2,554	1,508	33,835
10	1,781	2,970	9	1,403	20,539	316	515	2,226	1,274	2,557	1,531	35,120
11	1,878	3,800	9	1,421	20,312	310	512	2,349	1,273	2,576	1,560	36,001
12	1,980	4,072	9	1,437	20,350	310	510	2,518	1,272	2,619	1,585	36,662
13	2,062	4,137	9	1,454	20,484	313	510	2,667	1,272	2,666	1,608	37,182
14	2,135	4,104	8	1,467	20,606	316	510	2,813	1,272	2,709	1,631	37,573
15	2,222	4,005	9	1,478	20,686	320	511	2,934	1,273	2,735	1,655	37,827
16	2,311	3,812	9	1,485	20,803	326	511	3,140	1,275	2,762	1,671	38,104
17	2,374	3,502	9	1,502	20,978	332	511	3,264	1,275	2,808	1,691	38,247
18	2,429	2,845	9	1,524	21,206	341	512	3,331	1,277	2,859	1,709	38,042
19	2,448	1,691	9	1,563	21,663	353	513	3,576	1,278	2,947	1,732	37,774
20	2,463	663	9	1,607	22,147	365	514	4,411	1,279	3,055	1,764	38,276
21	2,452	106	9	1,644	22,421	376	516	5,361	1,279	3,119	1,775	39,059
22	2,414	2	10	1,633	22,439	379	518	5,519	1,280	3,108	1,758	39,061
23	2,382	0	10	1,562	22,288	375	519	5,099	1,281	3,036	1,723	38,275
24	2,355	0	9	1,495	21,919	364	517	4,411	1,278	2,921	1,654	36,925

Fuente: CENACE. MW por Hora durante el día generado.



Fuente: CENACE. MW por Hora durante el día generado.

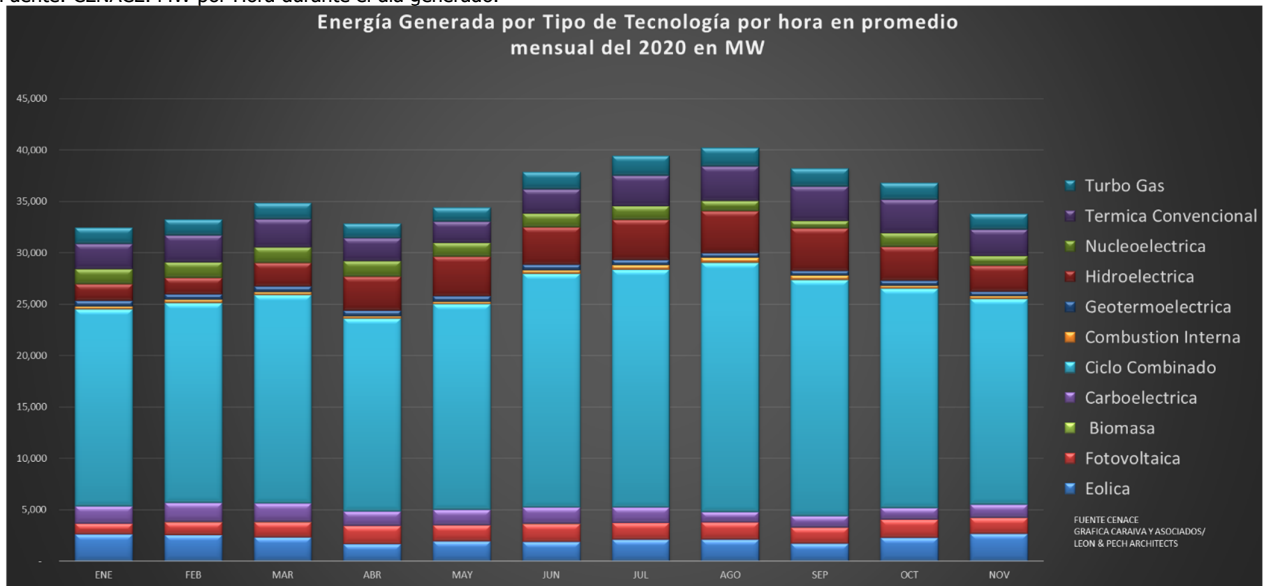
Algunas plantas a partir de las 09:00 horas bajan su frecuencia para permitir la entrada de energías fotovoltaicas. Para permitir una mayor cantidad depende de las líneas de transmisión si tienen la capacidad de diseño o requieren una actualización dentro del sistema nacional. Recordando que cada nueva planta deberá estar su aprobación a los estudios que realiza el CENACE de viabilidad para su interconexión solicitando ya sea un refuerzo o una nueva línea para no saturar los unifilares de cada sistema en cada región.

Para determinar los meses de mayor demanda, podemos indicar que de julio a septiembre son el cenit de la demanda, siendo agosto en 2020 pico.

Tabla observa la generación en cada mes en promedio de MW por hora de enero a noviembre.

Mes	Eolica	Fotovoltaica	Biomasa	Carboelectrica	Ciclo Combinado	Combustion Interna	Geotermoelectrica	Hidroelectrica	Nucleoelectrica	Termica Convencional	Turbo Gas	Total Por Hora promedio por mes
ENE	2,607	1,047	19	1,703	19,117	309	569	1,602	1,463	2,448	1,545	32,430
FEB	2,550	1,251	18	1,865	19,438	315	553	1,572	1,555	2,577	1,556	33,250
MAR	2,319	1,487	18	1,803	20,274	288	548	2,272	1,535	2,748	1,553	34,846
ABR	1,672	1,757	16	1,404	18,766	239	555	3,273	1,533	2,215	1,429	32,860
MAY	1,953	1,560	14	1,462	20,011	261	542	3,821	1,352	2,067	1,341	34,384
JUN	1,867	1,778	3	1,595	22,741	352	529	3,644	1,326	2,371	1,650	37,856
JUL	2,091	1,659	3	1,513	23,082	452	531	3,905	1,331	2,944	1,925	39,434
AGO	2,111	1,661	2	1,039	24,236	485	479	4,077	998	3,333	1,780	40,201
SEP	1,708	1,551	2	1,126	22,988	427	464	4,132	698	3,374	1,753	38,223
OCT	2,286	1,754	1	1,165	21,312	304	456	3,312	1,329	3,266	1,597	36,782
NOV	2,688	1,546	5	1,273	19,998	262	454	2,506	952	2,602	1,488	33,773
DIC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: CENACE. MW por Hora durante el día generado.

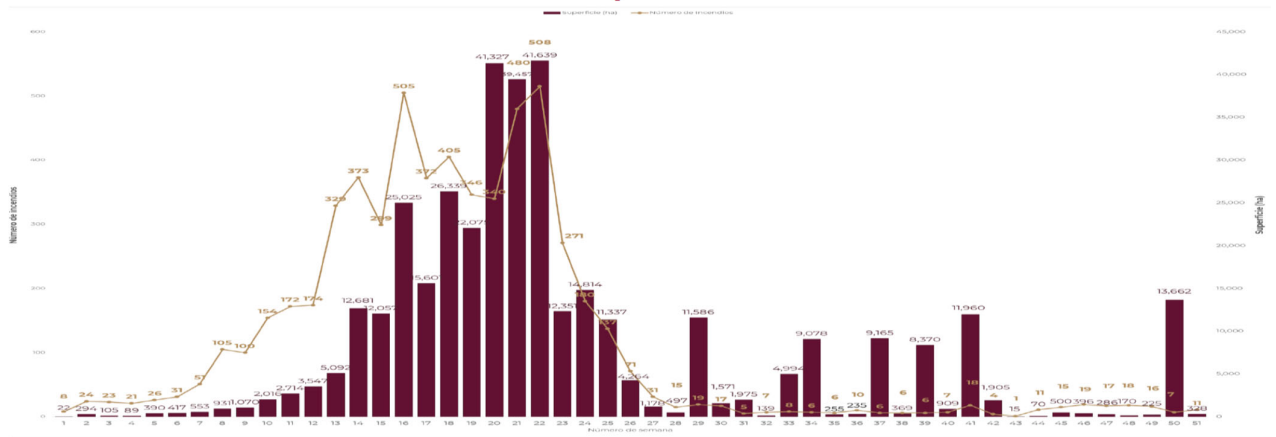


Fuente: CENACE. MW por Hora durante el día generado.

La grafica observa que la demanda creció en mayo ante el incremento de la temperatura en el medio ambiente en época de primavera-verano, descendiendo en época de invierno. En los meses Abril a junio intensifican los incendios, siendo en 2020 un incremento en la semana 50 en diciembre.



## 5. Gráfica de número de incendios forestales y superficie afectada por semana



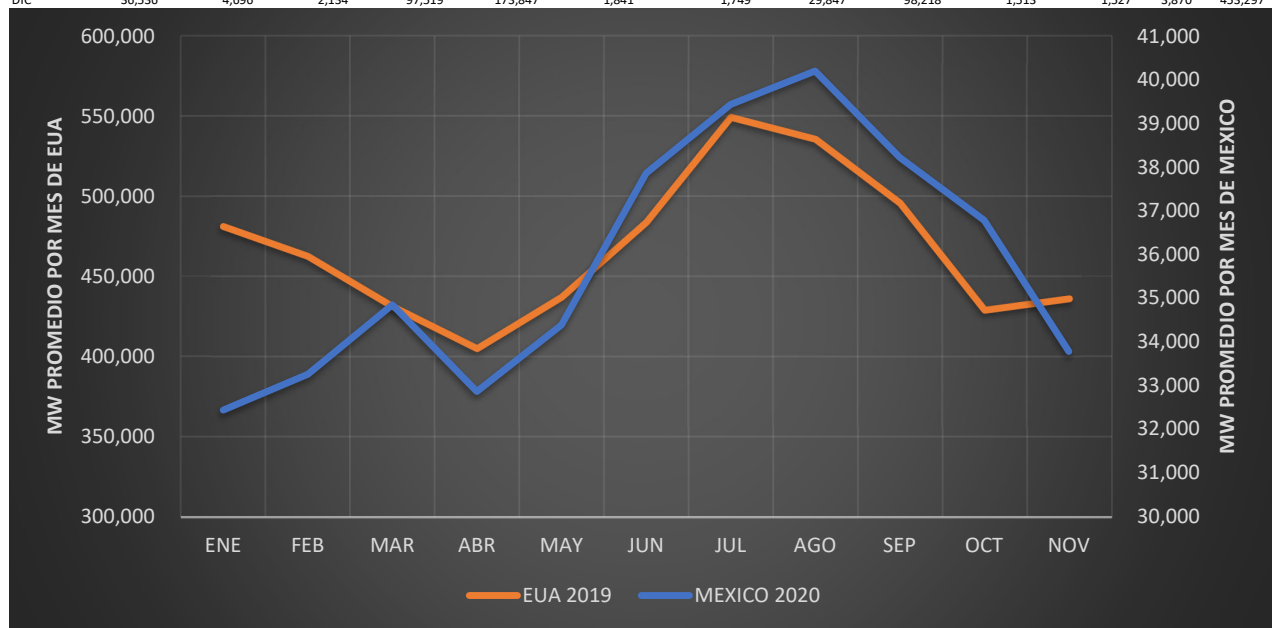
Datos acumulados (incluye datos extemporáneos) Del 01 de enero al 17 de diciembre de 2020.  
Fuente: [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/601475/Reporte\\_del\\_01\\_de\\_enero\\_al\\_17\\_de\\_diciembre\\_de\\_2020.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/601475/Reporte_del_01_de_enero_al_17_de_diciembre_de_2020.pdf)



Es importante permitir que el mercado eléctrico pueda evolucionar, aprovechando el TMEC para poder tener una retroalimentación y optar por las mejores practicas tomadas por nuestros socios comerciales como EUA, debido a que lo que tenemos nosotros hoy en día ya han pasado ellos, y al haber experiencia en otros lados es necesario poder comprender y aprender.

Datos de EUA en 2019 de EIA (Agencia de Energía de EUA), podemos observar que en su mercado tienen una generación de alrededor en promedio mensual de 35 a 40 mil MW, y es equivalente casi en promedio de lo que consume México del total del mercado.

MES	Eolica	Fotovoltaica	Biomasa	Carboelectrica	Ciclo Combinado	Combustion Interna	Geotermoelectrica	Hidroelectrica	Nucleoelectrica	Termica Convencional	Turbo Gas	Otra	Total Por Hora promedio por mes
ENE	33,766	4,914	6,917	135,763	160,359	2,954	1,911	32,540	99,060	1,606	1,499	- 438	480,852
FEB	34,226	5,693	2,164	119,202	165,186	2,311	1,946	32,479	96,302	1,491	1,652	4,132	466,786
MAR	35,102	7,944	2,136	105,532	151,808	1,965	1,931	34,336	87,473	1,454	1,681	3,828	435,191
ABR	41,265	9,494	2,033	83,344	143,064	1,714	1,721	35,393	84,140	1,417	1,488	4,061	409,135
MAY	34,910	9,665	2,071	96,617	156,231	2,272	1,810	40,405	90,220	1,511	1,480	4,030	441,222
JUN	31,871	11,118	2,158	109,181	190,269	2,126	1,892	36,763	95,563	1,538	1,424	4,103	488,004
JUL	29,602	10,980	2,133	135,727	234,329	2,386	1,898	31,895	97,042	1,562	1,734	3,960	553,247
AGO	26,706	10,602	2,153	126,582	237,175	2,380	1,894	28,281	96,655	1,612	1,616	4,218	539,872
SEP	33,868	9,378	2,092	119,331	209,379	2,194	1,922	22,672	91,756	1,567	1,582	3,628	499,368
OCT	37,817	8,241	2,105	89,824	179,660	1,550	1,716	21,898	83,378	1,461	1,340	3,638	432,628
NOV	35,560	6,078	2,081	104,944	163,558	1,736	1,544	28,500	89,063	1,486	1,661	3,611	439,822
DIC	36,536	4,696	2,134	97,519	173,847	1,841	1,749	29,847	98,218	1,513	1,527	3,870	453,297



Fuente: EIA y CENACE

Para esto requerimos invertir en infraestructura, plantas y un sistema a un mas confiable del actual. Pero dejando todo esto a la nación, resulta inviable en el mediano plazo ante el incremento de la demanda de los negocios, industria, comercio y hogares.

Sin Electricidad no habrá crecimiento económico.

## Salida de Plantas de Generación

Al tener el evento del incendio y el efecto de la oscilación por la caída de las líneas de transmisión, la afectación de a la generación fue de 9.262 MW. Es decir, varias plantas dejaron de carga a las líneas y tuvieron algunas que aislarse del sistema.

La pérdida de las líneas y la oscilación, limitaron la velocidad de transmisión. Comprometiendo las a las líneas y teniendo a el CENACE buscar como suministrar por medio de otras plantas, la electricidad de demanda en su momento. Entrando plantas hidroeléctricas como respaldo por su respuesta rápida para generar, y continuar con el flujo requerido por el sistema.

El objetivo de las decisiones tomadas fue: el mantener un balance entre la generación y la carga en la red electica. Esta operación realizada en el restablecimiento de la red fue en forma gradual, buscando plantas que entraran en forma rápida; como las hidroeléctricas.

---

### Datos Clave del Evento

La afectación del suministro eléctrico fue de: 8,943 MW, operación de los automatismo de acción remedial, por variación de frecuencia y por variación de voltaje.

La afectación de Generación fue de: 9,262 MW, Convencional (Térmica y Ciclo Combinado): 6,671 MW y de Generación Renovable Intermitente: 2,591 MW (Fotovoltaica: 1,714 MW y Eólico: 877 MW)

El restablecimiento del Suministro Eléctrico inicio a las 14:30 h

Se concluyo el restablecimiento del suministro eléctrico a las 16:12 h, a través de la reconexión gradual en todo el país de centrales eléctricas y centros de consumo, para conservar en todo momento el balance de carga - generación. El evento de interrupción duro en total 1 hora 44 minutos.

Durante el restablecimiento se interconectaron de manera inmediata las Centrales Hidroeléctricas de la CFE.

## Relata del evento

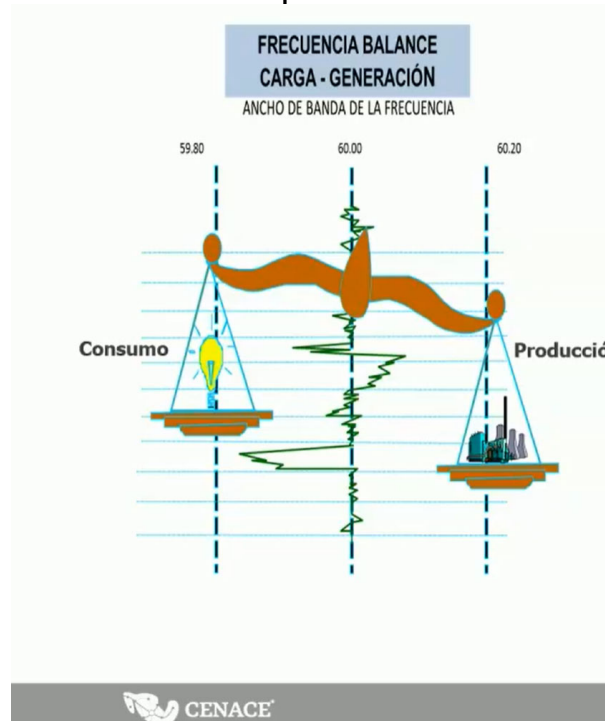
Presenta un conato de incendio en la vegetación, y en una zona a donde pasan líneas de transmisión de 400 KV (al parecer no son de alta temperatura). Seis minutos antes hay una producción de energías renovables de 8,877 (cabe mencionar que la generación observada de enero a noviembre entre las 13 a 15 horas de fotovoltaica y Eólica fluctúan alrededor de 6,000 a 6,500 MW); y a las 14:27 pm suscita la desconexión de las líneas de 400 KV y una oscilación en la variación en el sistema nacional por la caída en la generación en energías intermitentes.

Alterado el Balance del sistema entre la carga y generación. El sistema del CENACE opta por dar la alarma de dar la salida de las Líneas de Transmisión antes mencionadas.

La oscilación de potencia ocasionó que la frecuencia del Sistema Interconectado Nacional se incrementará a 61.82 Hz, lo que provocó la operación de las protecciones de alta frecuencia, por lo que las Centrales Eléctricas Convencionales (es decir, Térmicas y Ciclos Combinados) y también las Centrales Eléctricas Renovables salieron de operación aproximadamente 9,262 MW de generación.

Conjugaron al mismo tiempo una protección del sistema y una oscilación dejando a la red nacional en un logaritmo de que resolver primero. Ante esto deberá cambiar y reorientar las alarmas y tipos de acuerdo con el evento acontecido este 28 de diciembre.

El balance del sistema nacional entre el consumo y la producción tiene que estar operando a una frecuencia de 60 Hz (ciclos por segundo), esto es la velocidad con que debe ser movida la electricidad (electrones viajen) y esto pasamos a unidades de rotación serian 3,600 revoluciones por minuto, cuyo significado el número de vueltas que da el cigüeñal de un motor por cada minuto.



Al incrementar esta velocidad de 60 a 61.82 HZ (109 revoluciones adicionales) en el sistema indica que varias plantas deberán salir de operar para reducir la velocidad en las líneas de transmisión. En su gran mayoría fueron las convencionales, debido que al tener un rotor en movimiento bajan la velocidad, siendo las renovables no posible hacerlo y estas continúan operando en forma normal (al menos que la línea donde están conectadas no permita cargar la línea, como sucedió en el evento).

Este cambio de frecuencia origino la salida de varias plantas de generación como protección ante la incertidumbre de la velocidad de subida de lo generado.

El total de las plantas que salieron del sistema de fueron: 11 de Ciclo Combinado, 2 Geo termoeléctricas, Hidroeléctricas y Termoeléctrico.

El total de salida de generación fue de:

CFE	1,218 MW
Productores independientes	4,084 MW
Fotovoltaica	1,714 MW
Eólica	877 MW

Los 9,262 MW de generación salieron por tecnología:

Ciclo Combinado	67.50%
Termoeléctricas	4.50%
Fotovoltaicas	18.50%
Eólica	9.50%

El CENACE deberá continuar teniendo plantas y transmisión para el sistema, adecuadas a la necesidad del mercado, el resultado obtenido sería un sistema más confiable y de pronta respuesta ante variaciones en cada hora que el usuario final lo requiera. En el entendido que no todas las redes están cargadas con el mismo flujo de potencia y varían considerablemente a lo largo del día, en función de la demanda.

La generación intermitente en un sistema no mantiene la potencia en forma constante al máximo de diseño de operación y no tiene una disponibilidad, pudiendo eliminar está realizando inversiones en equipos y software que eliminen la variación.

El objetivo en conjunto entre los actuales proyectos de plantas de generación, y las nuevas inversiones tendrán que llegar a un punto de acuerdo de minimizar la intermitencia que podría haber en el sistema eléctrico nacional, ocasionando la utilización mayor de plantas que compensen por la falta de electricidad en el sistema, dando a lugar a un mayor costo de generar por utilizar combustibles.

La **CONFIABILIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO** a según información del CENACE: Es la que mide principalmente el número de días de interrupciones a los usuarios.

Derivado de lo anterior el **CENACE TOMA LA DECISIONES OPERATIVAS** considerando:

La confiabilidad de todas las centrales generadoras y las mide como el porcentaje del tiempo que están fuera por razones de falla y mantenimiento. Los índices de falla y mantenimiento indican la oportunidad que estén conectadas al sistema eléctrico.

**El CENACE determina FACTORES DE DISPONIBILIDAD QUE INTEGRAN LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO** para considerar una planta de generación eléctrica opere por año.

- Mantenimiento, consideran en promedio un mes por planta.
- Fallas están entre el 2 a 3% en promedio de la operación.
- Disponibilidad de las redes de transmisiones, la cual se mide por el número de interrupciones por cada 100 km de línea.

Estos tres factores son los que el CENACE en forma general considera que una planta pueda ser confiable para operar dentro del sistema eléctrico nacional.



## Conclusión

- El evento tuvo dos fenómenos que influyeron en forma directa, **el incendio y la variación en la velocidad en la red (oscilación)**, colapsando al sistema al no tener contemplado el escenario acontecido por las alarmas, **confundiéndolo al sistema**, deberá incluir un logaritmo en función de la experiencia con base a las líneas de transmisión no todas son de alta temperatura.
- El efecto del aislamiento de una zona, y requiriendo enviar de otras zonas electricidad para poder cubrir la demanda, colapso la velocidad de respuesta del sistema en cubrir el espacio vacío en las líneas en un tiempo de menor respuestas.
- Plan en el futuro realizar un diagnóstico en el cómo debería crecer las líneas de transmisión y distribución con base a una red confiable que involucre a todos que confirman el mercado eléctrico.
- Realizar un diagnóstico del sistema transmisión, evaluando cuantas líneas deben reforzar en función del ciclo natural de incendios o incrementos de temperatura de las líneas. El historial de puntos de calor determinará la zona de mayor riesgo y adonde deberá haber un refuerzo de la infraestructura.
- Mejorar los servicios de alarma en tiempo real de incendios, y utilizar los pronósticos en función de la temperatura, estado de la superficie y focalizar zonas a donde existe incendios continuos en las diferentes épocas del año. Esto para tener una coordinación con protección civil para mitigar un posible incendio.