

Principales novedades regulatorias en julio de 2021

La Comisión Reguladora de Energía aprobó:

- Acuerdo que expide una fe de erratas al anexo único del acuerdo A/032/2020, mediante el cual se determinan los índices de precios de combustibles para la evaluación de la consistencia de las ofertas de las unidades de central eléctrica a los que hace referencia la letra (a) de la base 18.5.7 de las bases del mercado eléctrico.
- Acuerdo que instruye al Centro Nacional de Control de Energía la corrección del pago por concepto de garantía de suficiencia de ingresos a todos los participantes del mercado que presentaron ofertas de venta de energía eléctrica y servicios conexos con gas natural para los días de operación del 13 al 16 de febrero de 2021 en el mercado de energía de corto plazo.
- Resolución por la que aprueba el modelo de contrato mercantil para la prestación del servicio de suministro básico de energía eléctrica en baja tensión en la modalidad de pospago presentado por CFE Suministrador de Servicios Básicos.
- Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía autoriza modificaciones al manual de transacciones bilaterales y registro de contratos de cobertura eléctrica.

En el Diario Oficial de la Federación:

- La Comisión Reguladora de Energía publicó el Acuerdo A/024/2021 que establece la regulación de precios máximos de gas licuado de petróleo objeto de venta al usuario final, en cumplimiento a la Directriz de emergencia para el bienestar del consumidor de gas licuado de petróleo, emitida por la Secretaría de Energía, con la finalidad de proteger los intereses de los usuarios finales.

El precio para cada una de las 145 regiones se fijará como el precio promedio de comercialización por punto de venta de la región más flete a la planta de distribución y el margen de comercialización; siempre y cuando la variación del precio resultante no sea mayor a la inflación, en caso contrario, la variación del precio será igual a la inflación.

Los precios se determinarán semanalmente (sábado) y el margen de comercialización tendrá un ajuste por inflación de anual.

- La Secretaría de Energía publicó la “Directriz de Emergencia para el Bienestar del Consumidor de Gas Licuado de Petróleo”.

Se exhorta a la CRE a establecer una metodología que fije precios máximos al consumidor final de gas LP, considerando el establecimiento de condiciones para el acceso asequible al combustible. Normatividad que tendría la misma vigencia que la directriz.

Prodesen 2021-2035:
Infraestructura, Consumo y Principales proyecciones
 Julio 2021



La Secretaría de Energía publicó el Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional 2021-2035 (Prodesen 2021-2035) que presenta información actualizada sobre la infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional y su evolución. A continuación, se presentan los principales indicadores.

Objetivos

Partiendo de que el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 tiene como uno de sus propósitos estratégicos garantizar el suministro básico de electricidad y estima necesario contemplar la recuperación de la capacidad de generación y transmisión de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), a fin de que sea la empresa del Estado la que genere y respalde al SEN; en el programa se propone la reactivación del desarrollo de centrales eléctricas de la CFE, para lo cual se plantea en el mediano plazo la incorporación de centrales de ciclo combinado, pero principalmente la rehabilitación y modernización de algunas hidroeléctricas en operación, así como el equipamiento de otras en instalaciones hidráulicas existentes.

Infraestructura 2020

Al 31 de diciembre de 2020, la RNT tenía 109,023 km de líneas, 0.10% más que en 2019, un crecimiento de 115.1 km de líneas de transmisión (65.9 km en 230 kV, 47.3 km en 115 kV y 1.9 km en 400 kV).¹

Infraestructura de Transmisión

NIVEL DE TENSIÓN	LONGITUD (KM) 2019	LONGITUD (KM) 2020	TCA 2019-2020 (%)
TRANSMISIÓN 161 A 400 KV	55,865	55,933	0.10%
400 kV	25,921	25,922	0.00%
230 kV	29,425	29,491	0.20%
161 kV	519	519.2	0.00%
TRANSMISIÓN 69 A 138 KV	53,044	53,090	0.10%
138 kV	1,779	1,779	0.00%
115 kV	48,127	48,174	0.10%
85 kV	795	795	0.00%
69 kV	2,343	2,343	0.00%
TOTAL	108,908	109,023	0.10%

¹ La fuente de toda la información mostrada es: Secretaría de Energía, “Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional 2021-2035” disponible en <https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-para-el-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional>

ADICIONES EN INFRAESTRUCTURA DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LA RNT Y RGD

NIVEL DE TENSIÓN	CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN (MVA)	CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN (MVA)	TCA
	2019	2020	2019-2020 (%)
RNT	114,707	114,807	0.10%
RGD del MEM	74,007	75,192	1.60%
TOTAL	188,714	189,999	0.70%

INFRAESTRUCTURA DE LA RGD NO DEL MEM

INFRAESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN	2020
Cantidad de Circuitos Media Tensión	11,645
Longitud de líneas de media tensión en distribución (km) 2.4 a 34 kV	536,763
Longitud de líneas de baja tensión en distribución (km) menor a 2.4 kV	333,528
Capacidad instalada en redes de distribución (MVA)	56,721
Transformadores en Redes de distribución de media a baja tensión	1,531,691

Centrales del Mercado Eléctrico Mayorista

Al cierre del 2020, la capacidad entregada a la red en operación comercial de Centrales Eléctricas; al 30 de abril de 2021 se incrementó a 89,479 MW, 7.65% más. El incremento se debe principalmente, a adiciones y Centrales Eléctricas periodo de pruebas; como ciclos combinados (3,113 MW), eólicas (1,187 MW) y fotovoltaicas (1,876 MW).

CAPACIDAD INSTALADA (MW) AL 30 DE ABRIL DE 2021

Tecnología	CFE	CFE-PIE	PRIVADO	PEMEX	TOTAL
Hidroeléctrica	12,125		489		12,614
Geotermoeléctrica	951		25		976
Eoloeléctrica	86	613	6,993		7,691
Fotovoltaica	6		7,020		7,026
Bioenergía			408		408
Suma limpia renovable	13,168	613	14,934	0	28,714
Nucleoeléctrica	1,608				1,608
Cogeneración Eficiente			1,942	367	2,309
Frenos Regenerativos					0
Suma limpia no renovable	1,608	0	1,942	367	3,917
Capacidad total de Energía Limpia	14,776	613	16,876	367	32,632
Por ciento	32.96	3.67	62.42	39.90	36.47

Tecnología	CFE	CFE-PIE	PRIVADO	PEMEX	TOTAL
Ciclo combinado	10,959	16,076	8,025		35,060
Térmica convencional	10,448		939	422	11,809
Turbogás	2,834		815	131	3,781
Combustión interna	355		379		734
Carboeléctrica	5,463				5,463
TOTAL	44,835	16,689	27,034	921	89,479

Consumo Bruto 2020

En 2020, el consumo bruto nacional del SEN fue de 315,968 GWh, una disminución de 2.76% respecto a 2019; las Gerencias de Control Regional (GCR) Noroeste y Norte presentaron tasas de crecimiento positivas (4.6% y 1.5%) y las GCR de mayor reducción fueron la Peninsular (-9.9%) y la Central (-4.6%).

CONSUMO BRUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2019 Y 2020

	2019		2020	
	GWh	Var. %	GWh	Var. %
SEN	324,927	2.1	315,968	-2.8
SIN	307,327	2.2	298,150	-3.0
Baja California (BC)	14,621	0.6	14,938	2.2
Baja California Sur (BCS)	2,823	2.3	2,722	-3.6
Mulegé (MUL)	155	0.1	159	2.6
Gerencias de Control Regional				
Central (CEL)	60,853	-0.7	57,429	-5.6
Oriental (ORI)	51,655	2.7	50,436	-2.4
Occidental (OCC)	69,697	2.3	68,154	-2.2
Noroeste (NOR)	24,966	1.1	26,104	4.6
Norte (NTE)	28,868	6.9	29,291	1.5
Noreste (NES)	57,418	1.8	54,239	-5.5
Peninsular (PEN)	13,872	6.8	12,497	-9.9

Generación Distribuida

En 2020 el 99.4% de capacidad instalada acumulada de GDFV fue de 1,388 MW en el SEN. (más de 165 mil contratos). La GCR Occidental la que mayor concentración tiene con 33.1% y en menor porcentaje se encuentran en los Sistemas Interconectados Baja California y Baja California Sur con 3.5% y 1.6%, respectivamente, En 2020 se instalaron 365 MW que se estima generaron 334 GWh.

Demanda Máxima

En 2020, la demanda máxima integrada del SIN registró un valor de 43,271 MWh/h, una disminución de -5.8% respecto a los 45,946 MWh/h de 2019.

DISTRIBUCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA 2020 (MWH/H)

Sistema	MWh/h	Var. Anual (%)
SEN	46,722	
SIN	43,271	-5.8%
Baja California	3,132	8.5%
Baja California Sur	513	-4.3%
Mulegé	30	2.3%

En 283 horas del año se concentran en el intervalo de 95% — 100% de la demanda máxima; la demanda mínima integrada se presenta al 47.4% de la máxima y el promedio de las demandas horarias se ubicó en 78.4%.

Pronóstico del consumo

PRONÓSTICO DEL CONSUMO BRUTO POR GCR 2021 – 2035, ESCENARIOS DE PLANEACIÓN, ALTO Y BAJO TMCA(%)

	ALTO	PLANEACIÓN	BAJO
SEN	3.3	2.8	2.4
SIN	3.3	2.8	2.4
Central	2.3	1.9	1.6
Oriental	3.1	2.6	2.2
Occidental	3.8	3.1	2.5
Noroeste	2.9	2.4	2.0
Norte	2.8	2.4	2.2
Noreste	3.9	3.6	3.2
Peninsular	4.7	4.2	3.8
Baja California	3.8	3.1	2.5
Baja California Sur	4.0	3.5	3.2
Mulegé	2.0	1.9	1.8

Consumo final 2021-2035

Se estima un crecimiento de 3.2% en el consumo final, valor superior al 2.7% y 2.8% estimados para el PIB y el consumo bruto. Para 2035, el sector predominante será la Empresa Mediana con 37.4% del total de consumo final del SEN, en segundo lugar, el Residencial con 26.5%, seguido de la Gran Industria con 23.3% y el resto 12.8% — Agrícola, Comercial y Servicios.

CONSUMO FINAL DEL SEN 2021 Y 2035
ESCENARIO DE PLANEACIÓN (%)

Sector	TMCA
Residencial	3.1%
Comercial	2.9%
Servicios	3.0%
Agrícola	3.5%
Empresa mediana	3.4%
Gran industria	3.1%

Pérdidas de Energía Eléctrica 2021-2035

Se espera que en el SEN las pérdidas de transmisión y distribución representen el 12.0% de la energía eléctrica neta del sistema en el 2021, para 2035 se prevé que las pérdidas sean el 8.0%.

Generación Distribuida 2021- 2035

En 2020 se observó una capacidad instalada de Generación Distribuida de 1,388 MW; para el escenario de planeación en 2035, la capacidad instalada se ubicará en 9,179 MW, mientras que un escenario de mayor crecimiento su capacidad en el SEN alcanzará 13,869 MW de GD-FV. Las GCR Occidental, Noreste y Central presentan la mayor participación con 23.8%, 16.6% y 16.1% cada uno respectivamente, caso opuesto, Baja California con 4.1% y Baja California Sur con 0.5%.

Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE)

De 2021 al 31 de diciembre de 2024 se estima una incorporación de capacidad de 19,219 MW en la RNT, si se incluye la GD-FV se estiman 21,291 MW (escenario planeación). Para el periodo 2021-2024, sólo se consideran los proyectos firmes con contrato de interconexión y los considerados estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional del Plan Nacional de Desarrollo. La ubicación regional y fechas de operación de tecnologías convencionales es resultado de necesidades regionales por Confiabilidad y de la optimización del sistema.

Adición de capacidad por tecnología 2021-2024

Tecnología	Porcentaje
Ciclo combinado	45.38%
FV - Solar	24.78%
Eólica	13.38%
GD FV	12.47%
Turbogás	1.75%
Hidroeléctrica	1.30%
Combustión interna	0.36%
Banco de baterías	0.12%
Cogeneración Eficiente	0.08%
Bioenergía	0.05%
Energía cinética	0.03%