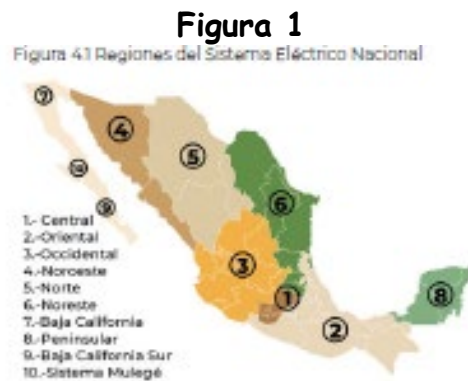


“Nota sobre el SEN, ERCOT y CAISO”

Antecedentes

Como se muestra en la **Figura 1** ^[1], el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) consta de 10 regiones a cargo del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), de las cuales las regiones 5 Norte y 6 Noreste colindan con el gran sistema ERCOT, que abarca la mayor parte del estado de Texas de los Estados Unidos.



La región 7 Baja California colinda con el gran sistema CAISO, que abarca la mayor parte del Estado de California de los Estados Unidos y una parte del Estado de Nevada. La región 4 Noroeste colinda con el Estado de Arizona, del cual se exporta y se importa energía eléctrica al sistema CAISO.

Figura 2
Figura 4.4. Sistema Eléctrico Nacional Capacidad de las Interconexiones Internacionales 2019



Como se ilustra en la **Figura 2** ^[1], el SEN tiene interconexiones con los sistemas de Texas, Nuevo México y California, cuyas capacidades no exceden de 1,000 MW cada una. Las interconexiones con ERCOT son asíncronas.

Para fines comparativos, en la **Tabla 1** se consignan datos de México, Texas y California, que cuantifican su superficie, población, producto interno bruto y demanda eléctrica, a fin de apreciar la magnitud relativa entre ellos.

Tabla 1

Estadísticas demográficas, económicas y eléctricas					
Wikipedia					
CENACE, ERCOT, CAISO					
			México	Texas	California
población	10 ⁶ hab		129	25.1	37.3
en 2010	hab/km ²		65.7	36.1	88.0
superficie	10 ⁶ km ²		1.964	0.696	0.424
PIB (PPA)	10 ⁹ USD		2,420	1,887	2,818
en 2020	USD/hab		18,760	75,179	75,550
demanda	GWh/día		804	966	552

El producto interno bruto de México se calcula con la paridad del poder adquisitivo (PPA) ^[2], para poder compararlo equitativamente con el de Texas y California.

A continuación, en esta nota se compilan datos sobre la generación de energía eléctrica y su costo, así como sobre los precios marginales en los tres grandes sistemas eléctricos fronterizos, para destacar similitudes y diferencias entre ellos.

La información se compiló de las bases de datos disponibles al público en los sitios Web del CENACE ^[3], ERCOT ^[4] y CAISO ^[5], que no necesariamente tienen una presentación uniforme y con el mismo detalle.

CENACE

En la **Tabla 2** se compilan las cifras de la energía generada en el SEN, liquidada en el Mercado Eléctrico Mayorista ^[6] por el CENACE en el 1^{er} trimestre de 2021.

Se observa que el 73.6% de la energía fue producida en centrales cuya tecnología utiliza energéticos fósiles y el restante 26.4% en centrales de tecnología limpia.

Tabla 2

Estimación de la generación diaria por tecnología en el SEN						
CENACE: Área Pública del Sistema de Información del Mercado						
	1^{er} trimestre 2021			subtotal		generación
días	31	28	31	90	por ciento	diaria
fósiles	MWh			MWh	%	MWh/día
CC gas	14,187,626	11,808,237	14,372,539	40,368,402	55.8%	448,538
TC	1,757,467	2,318,054	2,085,071	6,160,592	8.5%	68,451
TG	1,283,077	1,079,256	1,356,271	3,718,604	5.1%	41,318
CAR	1,013,017	846,729	700,235	2,559,981	3.5%	28,444
CI	151,385	138,456	143,484	433,325	0.6%	4,815
subtotal	18,392,572	16,190,732	18,657,600	53,240,904	73.6%	591,566
limpios						
HID	1,854,737	1,948,566	2,246,509	6,049,812	8.4%	67,220
EOL	1,964,657	1,693,798	2,145,523	5,803,978	8.0%	64,489
FV	1,145,864	1,277,227	1,612,724	4,035,815	5.6%	44,842
NUC	367,355	619,760	1,145,355	2,132,470	2.9%	23,694
GEO	363,426	316,134	379,066	1,058,626	1.5%	11,763
BIO	13,504	14,264	16,745	44,513	0.1%	495
subtotal	5,709,543	5,869,749	7,545,922	19,125,214	26.4%	212,502
TOTAL	24,102,115	22,060,481	26,203,522	72,366,118	100.0%	804,068

La generación diaria media en el 1^{er} trimestre fue 804,068 MWh, que equivale a una potencia media de 33,503 MW.

En el caso de las centrales de tecnología fósil, la generación estuvo dominada por las centrales CC (55.8%) que utilizan gas natural, seguidas de lejos por las centrales TC (8.5%), algunas de las cuales ya usan gas natural y otras pueden seguir quemando combustóleo, pero en sus estadísticas el CENACE no las desglosa por el tipo de combustible que usan.

También la generación en TG (5.1%) puede ser con gas natural o con diésel. Las centrales CAR (3.5%), que usan carbón, aportaron una pequeña cantidad y las centrales CI, que usan combustóleo o diésel, tuvieron una contribución marginal (0.6%).

Respecto a las tecnologías limpias, la generación fue más equilibrada: HID (8.4%); EOL (8.0%); y FV (5.6%). En menor medida también contribuyeron: NUC (2.9%); GEO (1.5%); y marginalmente BIO (0.1%). Es relevante aclarar que la Ley de la Industria Eléctrica ^[7] define como tecnología limpia a la cogeneración eficiente, que en buena medida se realiza con gas natural en centrales TG, pero no se desglosa como tal en las estadísticas.

La central nucleoelectrónica de Laguna Verde ^[8], que tiene una capacidad instalada de 1,552 MW_{netos}, operó con un factor de planta de 63.6% y generó 2,132 GWh.

A fin de estimar el costo marginal de generación en el SEN, en la **Tabla 3** se compilan los datos del régimen térmico de las tecnologías fósiles y los precios de los combustibles que usan principalmente, desglosados por pares en: TC_{gas} y TC_{comb}; TG_{gas} y TG_{diésel}; CI_{comb} y CI_{diésel}.

Tabla 3

Estimación del costo marginal de generación en el SEN					
Short-Term Energy Outlook - U.S. Energy Information Administration (EIA)					
CFE: COPAR 2018, actualizado a 2021				combustible	
tecnologías	costo variable			régimen	
	combustible	de o y m	marginal	térmico	precio
fósiles	USD₂₀₂₁/MWh			GJ/GWh	USD₂₀₂₁/GJ
CC gas	26.73	3.00	29.73	7,032	3.80
TC gas	35.54	2.37	37.91	9,353	3.80
TG gas	40.77	3.30	44.07	10,729	3.80
CAR	16.54	3.18	19.72	9,087	1.82
TC comb	83.52	2.37	85.89	9,353	8.93
TG diésel	135.51	3.30	138.81	10,729	12.63
CI comb	76.07	8.89	84.96	8,518	8.93
CI diésel	107.58	8.89	116.47	8,518	12.63
		subtotal	35.37	7,670	4.61
limpias					
HID	0.00	0.00	0.00	0	0.00
EOL	0.00	0.00	0.00	0	0.00
FV	0.00	0.00	0.00	0	0.00
NUC	6.73	2.64	9.37	10,357	0.65
GEO	33.88	0.05	33.93	20,556	1.65
BIO	81.09	8.89	89.98	8,518	9.52
		subtotal	3.13		
		costo marginal medio	26.85		

En la **Tabla 4** se consignan los resultados de la estimación del costo de la generación en el SEN en el 1^{er} trimestre de 2021. Como no se tiene información desglosada de la generación con varios combustibles, se supone razonablemente que:

$$ETC_{gas}/ETC_{comb} = 70\%/30\%;$$

$$ETG_{gas}/ETG_{diésel} = 70\%/30\%;$$

$$ETCI_{comb}/TC_{diésel} = 70\%/30\%.$$

Estas proporciones se pueden modificar, si se cuenta con estadísticas detalladas del 1^{er} trimestre de 2021 para cada tipo de central TC, TG y CI.

Tabla 4

Estimación de la generación media diaria por tecnología en el sistema eléctrico nacional									
CENACE: Área Pública del Sistema de Información del Mercado									
	1 ^{er} trimestre 2021			subtotal		datos diarios			
días	31	28	31	90	por ciento	generación	erogación		
fósiles	MWh			MWh	%	MWh/día	USD/día	%	
CC gas	14,187,626	11,808,237	14,372,539	40,368,402	55.8%	448,538	13,334,691	61.8%	
TC gas	1,230,227	1,622,638	1,459,550	4,312,414	6.0%	47,916	1,816,552	8.4%	
TG gas	898,154	755,479	949,390	2,603,023	3.6%	28,922	1,274,619	5.9%	
CAR	1,013,017	846,729	700,235	2,559,981	3.5%	28,444	560,873	2.6%	
TC comb	527,240	695,416	625,521	1,848,178	2.6%	20,535	1,763,825	8.2%	
TG diésel	384,923	323,777	406,881	1,115,581	1.5%	12,395	1,720,564	8.0%	
CI comb	105,970	96,919	100,439	303,328	0.4%	3,370	286,327	1.3%	
CI diésel	45,416	41,537	43,045	129,998	0.2%	1,444	168,235	0.8%	
subtotal	18,392,572	16,190,732	18,657,600	53,240,904	73.6%	591,566	20,925,685	96.9%	
limpios									
HID	1,854,737	1,948,566	2,246,509	6,049,812	8.4%	67,220	0	0.0%	
EOL	1,964,657	1,693,798	2,145,523	5,803,978	8.0%	64,489	0	0.0%	
FV	1,145,864	1,277,227	1,612,724	4,035,815	5.6%	44,842	0	0.0%	
NUC	367,355	619,760	1,145,355	2,132,470	2.9%	23,694	221,949	1.0%	
GEO	363,426	316,134	379,066	1,058,626	1.5%	11,763	399,102	1.8%	
BIO	13,504	14,264	16,745	44,513	0.1%	495	44,504	0.2%	
subtotal	5,709,543	5,869,749	7,545,922	19,125,214	26.4%	212,502	665,554	3.1%	
TOTAL	24,102,115	22,060,481	26,203,522	72,366,118	100.0%	804,068	21,591,240	100.0%	

Con los supuestos anteriores, resultaría que el costo diario de la generación se estimaría en 21.591 MUSD/día, que dividido entre la generación diaria media de 804.068 GWh arrojaría un costo medio de 26.⁸⁵ USD/MWh, que es muy barato.

Obsérvese que la mayor contribución al costo medio sería la de la generación con gas natural: CC_{gas} (61.8%) + TC_{gas} (8.4%) + TG_{gas} (5.9%). Enseguida, muy de lejos, la generación con combustóleo aportaría: TC_{comb} (8.2%) + CI_{comb} (1.3%); y la generación con diésel sería: $TG_{diésel}$ (8.0%) + $CI_{diésel}$ (0.8%). La contribución del costo de la generación con carbón es muy baja (2.6%).

En conjunto, el costo medio de generación de las tecnologías fósiles sería de alrededor de 35.³⁷ USD/MWh.

Por ser muy económicas, la aportación de las tecnologías limpias al costo medio de generación fue muy pequeña: GEO (1.8%) NUC (1.0%); y BIO (0.2%). Obsérvese que las centrales HID, EOL y FV aportaron en conjunto el 22.0% de la generación, pero su costo marginal es cero, lo que fue muy favorable para lograr el bajísimo costo medio de generación de las tecnologías limpias de 3.¹³ USD/MWh.

Tabla 5

Perfil de la demanda horaria en el sistema eléctrico nacional					
CENACE: Área Pública del Sistema de Información del Mercado					
CVMConsultor: elaboración propia					
1er trimestre de 2021					
	enero	febrero	marzo	trimestre	demanda
días	31	28	31	90	horaria
hora	MWh			MWh	MW
1	944,926	863,411	1,034,117	2,842,454	31,583
2	909,125	831,109	996,337	2,736,571	30,406
3	887,744	811,711	971,374	2,670,829	29,676
4	875,544	800,259	1,025,978	2,701,781	30,020
5	873,690	799,073	952,278	2,625,041	29,167
6	883,155	808,676	959,480	2,651,311	29,459
7	911,828	833,583	979,876	2,725,287	30,281
8	941,156	857,175	1,005,527	2,803,858	31,154
9	978,802	891,537	1,054,664	2,925,003	32,500
10	1,013,899	924,139	1,091,719	3,029,757	33,664
11	1,033,870	943,825	1,112,539	3,090,234	34,336
12	1,045,778	956,463	1,128,314	3,130,555	34,784
13	1,053,065	964,525	1,140,951	3,158,541	35,095
14	1,054,456	967,851	1,147,625	3,169,932	35,221
15	1,052,674	968,103	1,150,951	3,171,728	35,241
16	1,052,685	971,198	1,156,155	3,180,038	35,334
17	1,054,773	972,994	1,159,173	3,186,940	35,410
18	1,057,171	969,136	1,149,282	3,175,589	35,284
19	1,091,751	984,844	1,150,924	3,227,519	35,861
20	1,131,040	1,032,584	1,208,536	3,372,160	37,468
21	1,119,381	1,028,482	1,212,182	3,360,045	37,334
22	1,089,828	1,002,213	1,182,721	3,274,762	36,386
23	1,048,701	962,266	1,142,323	3,153,290	35,037
24	997,072	915,324	1,090,497	3,002,893	33,365
suma	24,102,114	22,060,481	26,203,523	72,366,118	33,503

De tales cifras detalladas del CENACE, en la **Tabla 5** se compilan las cifras trimestrales y de ahí se calculan las cifras del perfil horario de la demanda media, de donde resulta que en el día la demanda media es de 33,503 MW, con un mínimo de 29,167 MW en la hora 5 y un máximo de 37,468 MW en la hora 20.

Tabla 6

Curva horaria de duración de carga y precios marginales							
CENACE: Área Pública del Sistema de Información del Mercado							
CVMConsultor: elaboración propia							
	base	int	punta	demanda			precio
	29,167	35,410	37,468	horaria	04-may-21	valor	marginal
intervalo	MWh			MW	hora	10 ⁶ MN\$	MN\$/MWh
1	29,167	6,243	2,058	37,468	20	25.443	679.04
2	29,167	6,243	1,924	37,334	21	28.776	770.77
3	29,167	6,243	976	36,386	22	83.904	2,305.93
4	29,167	6,243	451	35,861	19	21.889	610.37
5	29,167	6,243	0	35,410	17	21.885	618.03
6	29,167	6,167	0	35,334	16	21.006	594.50
7	29,167	6,117	0	35,284	18	22.379	634.25
8	29,167	6,074	0	35,241	15	21.333	605.33
9	29,167	6,054	0	35,221	14	21.900	621.77
10	29,167	5,928	0	35,095	13	22.283	634.93
11	29,167	5,870	0	35,037	23	32.593	930.25
12	29,167	5,617	0	34,784	12	21.115	607.03
13	29,167	5,169	0	34,336	11	19.096	556.15
14	29,167	4,497	0	33,664	10	19.406	576.47
15	29,167	4,198	0	33,365	24	23.466	703.31
16	29,167	3,333	0	32,500	9	20.051	616.94
17	29,167	2,416	0	31,583	1	20.206	639.79
18	29,167	1,987	0	31,154	8	19.482	625.34
19	29,167	1,239	0	30,406	2	18.522	609.14
20	29,167	1,114	0	30,281	7	18.493	610.72
21	29,167	853	0	30,020	4	17.656	588.15
22	29,167	509	0	29,676	3	18.610	627.12
23	29,167	292	0	29,459	6	17.960	609.66
24	29,167	0	0	29,167	5	17.336	594.36
suma	700,008	98,650	5,410	804,068	suma	574.788	714.85
	87.1%	12.3%	0.7%	100.0%			

Finalmente, en la **Tabla 6** se presenta la misma información de la columna derecha de la **Tabla 5**, ordenada de mayor a menor, en lo que se conoce como

curva horaria de duración de carga, desglosada con colores en tres regiones de demanda bajo la curva:

- Verde, carga base, 700,008 MWh (87.1%)
- Amarillo, carga de intermedia, 98,650 MWh (12.3%)
- Rojo, carga de punta, 5,410 MWh (0.7%)
- Total, 804,068 MWh (100.0%)

Durante las 24 horas del día la demanda es igual o excede la demanda mínima de 29,167 MW y el área bajo la curva por debajo de ese valor es la energía que se suministra a la carga base (87.1%) del total, que usualmente la generan centrales muy confiables y de bajos costos marginales como la nucleoelectrica, las geotérmicas, las carboeléctricas y, parcialmente, algunas hidroeléctricas y ciclos combinados.

La demanda de intermedia entre 29,459 MW y 35,410 MW la cubren centrales de ciclo combinado, termoeléctricas convencionales, hidroeléctricas, turbinas con gas natural, de combustión interna, así como eólicas y solares FV, respaldadas por centrales turbogás e hidroeléctricas de rápida respuesta para hacer frente a las intermitencias. El área bajo la curva en este intervalo de demandas es la energía generada por este variado conjunto de centrales, (12.3%) del total.

Donde la pendiente de la demanda horaria crece rápidamente a partir de 35,681 MW, inicia lo que se conoce como demanda de punta, que típicamente dura 4 horas y llega hasta al máximo de 37,468 MW. El área bajo la curva en este intervalo de demandas es la energía (0.7%) que suministran las centrales cuyos costos marginales son los más caros y generalmente son turbinas con gas natural o diésel, centrales termoeléctricas convencionales viejas e ineficientes, así como algunas hidroeléctricas cuyos costos de oportunidad son elevados y desplazan generación cara.

El sistema interconectado nacional (SIN) se compone de las 7 regiones de control a cargo del CENACE, que abarcan desde Sonora en la región 4 Noroeste hasta Quintana Roo en la región 8 Peninsular, en el cual se compra y se vende aproximadamente el 95.0% de la energía en el SEN.

En el norte de la península de Baja California (BCA) opera el sistema que abarca la región de control 7 Baja California, que es independiente del SIN, pero está

interconectado con el sistema CAISO de California, en los Estados Unidos. En el sur de la península opera aislado el sistema (BCS), que abarca la región de control 9 Baja California Sur.

En cada uno de los tres sistemas, el CENACE opera independientemente tres mercados eléctricos mayoristas, en los que diariamente recibe de los participantes ofertas de compra y venta de energía eléctrica, con los cuales determina horariamente un precio marginal local (PML) en cada uno de los múltiples nodos de las redes eléctricas que enlazan las regiones y subregiones de cada uno de los sistemas.

Como ejemplo, en la **Tabla A1** del **Anexo** se muestran los valores horarios de los PML medios en el SIN, BCA y BCS, respectivamente, correspondientes al día 4 de mayo de 2021 publicados por el CENACE [6].

Finalmente, en la **Tabla 7** se calcula un valor estimado del PML medio para el SEN en el 1^{er} trimestre de 2021, 859.65 MN\$/MWh, partiendo de los PML mensuales de cada uno de los tres sistemas publicados por el CENACE [6] y suponiendo razonablemente que la energía se distribuye como sigue: SIN (95.0%); BCA (4.3%); y BCS (0.7%).

Tabla 7

Centro Nacional de Control de Energía												
Área Pública del Sistema de Información del Mercado												
Precios Marginales Locales MDA. Promedios Horarios (\$/MWh)												
Fecha de actualización: Tue May 04 2021 14:30:40 GMT-0500 (hora de verano central)												
CVMConsultor: elaboración propia												
mes	precios marginales			energía*			valor de la energía			energía	valor	pml
	MN\$/MWh			MWh			10 ⁶ MN\$			MWh	10 ⁶ MN\$	MN\$/MWh
	SIN	BCA	BCS	SIN	BCA	BCS	SIN	BCA	BCS	SEN=SIN+BCA+BCS		
enero	613.00	567.00	1,977.00	22,897,009	1,036,391	168,715	14,036	588	334	24,102,115	14,957	620.57
febrero	1,384.00	1,232.00	2,324.00	20,957,457	948,601	154,423	29,005	1,169	359	22,060,481	30,533	1,384.04
marzo	636.00	396.00	2,406.00	24,893,346	1,126,751	183,425	15,832	446	441	26,203,522	16,720	638.07
1^{er} trimestre	856.36	707.80	2,238.12	68,747,812	3,111,743	506,563	58,873	2,203	1,134	72,366,118	62,209	859.65
				95.0%	4.3%	0.7%						
				*porcentajes estimados el 4may2021								

En los meses de enero y marzo los PML tuvieron valores que se consideran normales, pero en febrero se dispararon a causa de la emergencia ambiental y crisis eléctrica en Texas, que impactó el abasto de gas natural y elevó los precios spot en todo el Suroeste de los Estados Unidos y también afectó al SEN.

ERCOT

El sistema eléctrico del Estado de Texas es operado por la empresa Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) ^[4], y abastece al 90% de la carga del territorio y sirve a 25 millones de consumidores.

En la **Figura 3** se puede apreciar que Texas es fronterizo con New Mexico, Oklahoma, Arkansas y Louisiana en los Estados Unidos y también tiene frontera con las regiones de control del CENACE, 5 Norte y 6 Noreste, pero el sistema de ERCOT está muy débilmente interconectado con sus vecinos con líneas de transmisión de alto voltaje en corriente directa (HVDC), de manera que en la práctica opera como un sistema aislado con muy poca capacidad para exportaciones e importaciones, lo que fue una importante limitación en la crisis eléctrica de febrero de 2021 ^[9].

Figura 3

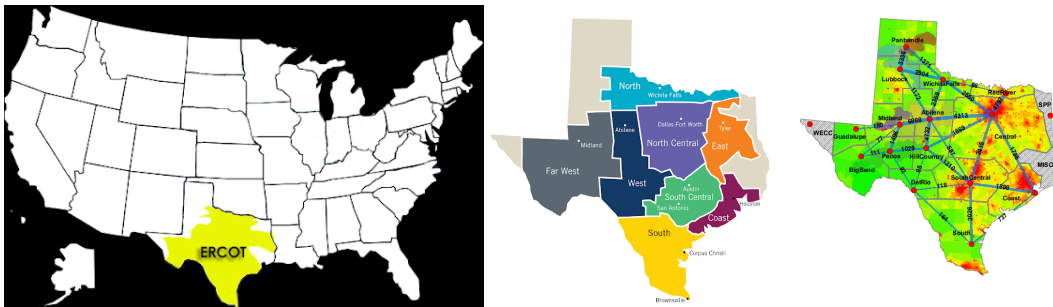


Tabla 8

Generación diaria media en el sistema ERCOT								
Generation (ercot.com)								
	1 ^{er} trimestre 2021			subtotal		datos diarios		
días	31	28	31	90	porciento	generación	erogación	
energético	GWh			GWh	%	GWh/día	USD/día	%
CC gas	10,744	10,455	7,023	28,222	32.5%	313.6	9,070,955	55.8%
viento	7,702	5,996	10,483	24,181	27.8%	268.7	0	0.0%
carbón	6,803	5,540	4,036	16,379	18.8%	182.0	3,587,329	22.1%
nuclear	3,801	3,317	3,369	10,487	12.1%	116.5	1,091,493	6.7%
TG gas	934	2,839	1,235	5,008	5.8%	55.6	2,452,974	15.1%
solar FV	738	662	1,083	2,483	2.9%	27.6	0	0.0%
hidro	36	56	23	115	0.1%	1.3	0	0.0%
biomasa	22	12	14	48	0.1%	0.5	47,977	0.3%
otros	1	7	-2	6	0.0%	0.1	0	0.0%
total	30,781	28,884	27,264	86,929	100.0%	965.9	16,250,728	100.0%

En la **Tabla 8** se compilan las cifras de la generación por tecnología en el sistema de ERCOT en el 1er trimestre de 2021, así como la generación diaria media y la erogación diaria, estimada con los costos marginales de la **Tabla 9**.

Las centrales nucleoelectricas de South Texas (2,560 MW) y Comanche Peak (2,400 MW) ^[10] generaron 10,487 GWh, con un elevado factor de planta conjunto de 97.9%.

Tabla 9

Estimación del costo marginal de generación en el sistema ERCOT					
Short-Term Energy Outlook - U.S. Energy Information Administration (EIA)					
CFE: COPAR 2018, actualizado a 2021				combustible	
	costo variable			régimen	
	combustible	de o y m	marginal	térmico	precio
energético	USD ₂₀₂₁ /MWh			GJ/GWh	USD ₂₀₂₁ /GJ
viento	0.00	0.00	0.00	0	0.00
solar FV	0.00	0.00	0.00	0	0.00
hidro	0.00	0.00	0.00	0	0.00
otros			0.00		
nuclear	6.73	2.64	9.37	10,357	0.65
carbón	16.54	3.18	19.71	9,087	1.82
CC gas	25.92	3.00	28.93	6,821	3.80
TG gas	40.78	3.30	44.08	10,729	3.80
biomasa	81.06	8.90	89.96	8,518	9.52
	costo marginal medio				
			16.82		

La penetración de las tecnologías limpias eólica, nuclear, solar FV e hidro, alcanza el 42.8% del total, que es indicativo del avance en la descarbonización de la generación en el sistema de ERCOT. El costo marginal cero de las tecnologías eólica, solar FV e hidro, así como el bajo costo marginal de 9.³⁷ USD₂₀₂₁/MWh de la tecnología nuclear, son determinantes para lograr un costo marginal medio de 16.⁸² USD₂₀₂₁/MWh en todo el sistema.

Para ejemplificar el perfil de la demanda horaria, en la **Tabla 10** se compilan las cifras de la demanda el 24 de abril de 2021 en las cuatro principales regiones del sistema ERCOT, que se ubican alrededor de los principales centros urbanos de Texas: Norte (Dallas-Fort Worth, 30.0%), Sur (San Antonio, 26.6%), Oeste (Austin, 12.7%) y Este (Houston, 30.6%).

La mínima demanda, 32,159 MW ocurrió en la hora 4 y la máxima de 45,039 MW ocurrió en la hora 18. La demanda media fue de 38,658 MW.

Tabla 10

Demanda horaria regional en el sistema interconectado de ERCOT						
ERCOT demanda real por zonas 24abr2021.pdf						
	24-abr-21	demanda horaria regional				
	pronóstico	Norte	Sur	Oeste	Houston	ERCOT
hora	MW	MW				
1	35,980	10,783.06	9,204.49	4,844.57	10,549.85	35,381.97
2	33,629	10,163.99	8,641.39	4,775.63	10,071.54	33,652.55
3	32,595	9,821.73	8,181.27	4,755.74	9,852.95	32,611.69
4	32,003	9,692.95	7,979.24	4,701.36	9,785.25	32,158.80
5	32,081	9,765.75	7,993.56	4,688.35	9,818.97	32,266.63
6	32,685	9,965.91	8,059.72	4,695.87	9,986.17	32,707.67
7	33,734	10,371.39	8,219.62	4,732.84	10,191.20	33,515.05
8	34,807	10,779.53	8,398.60	4,761.12	10,332.60	34,271.85
9	35,635	11,423.10	8,849.66	4,791.54	10,900.71	35,965.01
10	37,971	12,047.94	9,374.65	4,870.66	11,644.92	37,938.17
11	39,636	12,348.72	9,867.31	4,909.78	12,206.99	39,332.80
12	40,377	12,483.75	10,367.76	4,934.80	12,673.42	40,459.73
13	41,301	12,596.67	10,879.96	4,960.83	13,102.92	41,540.38
14	42,287	12,607.47	11,456.40	4,989.12	13,517.60	42,570.59
15	43,269	12,690.16	11,975.07	5,024.50	13,889.07	43,578.80
16	43,896	12,787.83	12,486.08	5,047.76	14,181.24	44,502.91
17	44,442	12,804.92	12,867.94	5,097.44	14,144.70	44,915.00
18	44,663	12,806.89	13,080.76	5,157.90	13,993.66	45,039.21
19	43,978	12,687.44	12,971.74	5,170.36	13,535.63	44,365.17
20	42,595	12,321.35	12,472.96	5,095.39	12,848.05	42,737.75
21	42,295	12,590.38	12,015.56	5,114.35	12,470.04	42,190.33
22	41,020	12,286.45	11,467.86	5,061.25	11,993.82	40,809.38
23	38,782	11,787.08	10,712.04	4,996.51	11,388.45	38,884.08
24	36,422	10,926.60	9,688.25	4,625.59	11,145.13	36,385.58
suma	926,083	278,541.06	247,211.89	117,803.26	284,224.88	927,781.10
		30.0%	26.6%	12.7%	30.6%	100.0%

Finalmente, el **Tabla 11** se consigna el perfil horario de los precios marginales en el mercado eléctrico, que también administra ERCOT. En la hora 4 se registró el menor precio, 16.⁷⁴ USD/MWh, y a partir de la hora 16 y hasta la hora 21 los precios se disparan, para llegar a 154.⁷⁷ en la hora 18. El precio medio fue de 54.²³ USD/MWh.

Tabla 11

Precios marginales regionales en el sistema de ERCOT					
EIA Electric Power Monthly Table 5.6.A.pdf					
	precios marginales regionales				
	Hub Norte	Hub Sur	Hub Oeste	Hub Houston	ERCOT
hora	USD/MWh				
1	18.00	21.37	15.82	19.60	19.06
2	16.08	19.59	13.82	17.74	17.16
3	16.83	19.46	15.42	18.06	17.66
4	16.24	18.44	15.23	16.58	16.74
5	18.18	18.97	17.72	18.54	18.42
6	19.39	19.35	19.33	19.48	19.40
7	21.47	21.87	21.49	21.50	21.58
8	21.23	21.48	21.23	21.62	21.41
9	21.42	21.90	21.42	21.87	21.67
10	24.19	24.73	24.20	24.60	24.45
11	25.51	26.62	25.48	26.50	26.09
12	29.40	30.79	29.28	30.43	30.06
13	39.51	41.00	39.29	40.85	40.30
14	46.16	48.76	45.87	48.69	47.63
15	57.55	61.58	57.25	59.93	59.38
16	95.64	100.84	95.39	98.21	97.89
17	148.51	153.88	148.20	150.86	150.75
18	153.77	156.12	153.32	154.97	154.77
19	106.78	108.72	106.30	107.43	107.49
20	144.88	145.13	144.59	145.25	145.03
21	75.00	74.74	74.81	75.28	74.99
22	28.95	28.65	28.66	29.09	28.87
23	22.85	22.71	22.72	22.93	22.82
24	20.01	20.49	19.19	20.33	20.13
	52.25	57.68	50.17	54.87	54.23

CAISO

El sistema eléctrico del Estado de California es operado por la empresa California Independent System Operator (CAISO) ^[5], y abastece al 80% de la carga en el territorio de California y también una pequeña parte de la carga de Nevada. Sirve a 33 millones de consumidores.

En la **Figura 4** se puede apreciar que el Estado de California es fronterizo con Oregon, Nevada y Arizona en los Estados Unidos y también tiene frontera con la región de control 7 Baja California del CENACE.

El sistema de CAISO forma parte del Western Electricity Coordinating Council (WECC) ^[11] y está muy interconectado con los sistemas eléctricos del oeste de los Estados Unidos, de manera que en la práctica opera como un gran sistema con capacidad para exportar e importar, lo que es una gran ventaja, pero también fue un importante factor negativo en la crisis eléctrica de los años 2000-2001 provocada por la manipulación del mercado por la empresa ENRON ^[12].

Figura 4



En el sitio Web de CAISO, las estadísticas de la base de datos OASIS ^[13] están enfocadas a destacar la aportación de los energéticos renovables en la generación propia en centrales ubicadas en su territorio, así como la energía eléctrica importada de los estados vecinos, incluyendo Baja California en México.

Por lo tanto, en la parte superior de la **Tabla 12** se compactan de forma poco ortodoxa las cifras de la generación propia en CAISO en el 1^{er} trimestre de 2021, agrupadas por tecnologías renovables y no renovables, que suman 36,745 GWh, pero que no se desglosan individualmente por los energéticos que usan.

Tabla 12

Aportación de los energéticos renovables en el sistema eléctrico de California				
CAISO: Monthly Renewables Performance Report				
	1^{er} trimestre 2021			
	enero	febrero	marzo	
	generación en CAISO			subtotal
energéticos	MWh			MWh
renovables	4,020,000	4,814,000	5,772,000	14,606,000
	33.6%	40.9%	44.4%	39.8%
no renovables	7,957,277	6,962,723	7,218,628	22,138,628
	66.4%	59.1%	55.6%	60.2%
				36,744,628
				100.0%
	energía servida a la carga en CAISO			subtotal
	MWh			MWh
renovables	4,103,317	5,029,091	5,847,582	14,979,990
	23.6%	32.4%	34.8%	30.1%
no renovables	13,290,992	10,473,655	10,946,163	34,710,809
	76.4%	67.6%	65.2%	69.9%
				49,690,799
				100.0%

En la parte baja de la tabla se compilan las cifras de la energía servida a la carga en el mismo sistema, que suman 49,691 GWh. Queda en evidencia que CAISO sólo genera el 73.9% de la energía eléctrica que se consume en su sistema y tiene que importar 26.1% de los sistemas vecinos, que no necesariamente es limpia.

De la energía generada internamente en CAISO el 39.8% es renovable, principalmente solar FV, pero también hay eólica, geotérmica, biomasa e hidráulica pequeña. De la generación propia no renovable, la mayor parte es con gas natural, y también hay hidráulica grande y nuclear.

En cambio, CAISO importa muy poca energía renovable de sus vecinos, 374 GWh, y la mayor parte de las importaciones son de energía de origen no renovable, 12,572 GWh.

Las centrales nucleoelectricas de Diablo Canyon (2,393 MW) en California, y Palo Verde (3,937 MW) en Arizona ^[10], operan con elevados factores de planta y suministran energía económica, confiable y limpia al sistema de CAISO.

Tabla 13

Capacidad instalada y generación de energía eléctrica en California en el año 2020					
State of California Energy Commission					
					costo
					marginal
no renovables	MW	fp	GWh	%	USD/MWh
gas natural	39,409	26.7%	92,309	48.3%	29.73
hidro grande	12,281	16.7%	17,938	9.4%	0.00
nuclear	2,393	77.7%	16,280	8.5%	9.37
carbón	55	65.8%	317	0.2%	19.71
coque	36	62.5%	197	0.1%	85.89
petróleo	352	1.0%	30	0.0%	85.89
subtotal	54,526	26.6%	127,071	66.6%	23.00
renovables	MW	fp	GWh	%	USD/MWh
solar FV	12,746	24.3%	27,169	14.2%	0.00
viento	5,983	26.2%	13,708	7.2%	0.00
geotermia	2,712	47.8%	11,345	5.9%	33.93
biomasa	1,274	51.0%	5,688	3.0%	89.96
hidro pequeña	1,762	22.5%	3,476	1.8%	0.00
solar térmica	1,249	20.8%	2,277	1.2%	0.00
calor de desecho	52	41.1%	187	0.1%	89.96
subtotal	25,778	28.3%	63,850	33.4%	14.31
	MW	fp	GWh	%	USD/MWh
TOTAL	80,304	27.1%	190,921	100.0%	20.09

Para desglosar y ejemplificar la contribución de las distintas tecnologías a la capacidad instalada y generación de energía eléctrica, en la **Tabla 13** se compilan como referencia las cifras del año 2020, publicadas por la Comisión de Energía del Estado de California ^[14]. El costo marginal de generación se estima en 20.⁰⁹ USD/MWh.

Destaca que en 2020 las tecnologías no renovables generaron el 66.6% de la energía y la dominante fue el ciclo combinado, con la que se produjo el 48.3%, seguida por la hidro grande que contribuyó con 9.4%. La central nuclear de Diablo Canyon, que tiene una capacidad total instalada de 2,393 MW ^[10], aportó el 8.5%,

con un elevado factor de planta de 77.7%. La generación con carbón, coque y petróleo fue marginal (0.3%).

La mayor parte de la energía renovable (33.4%) se generó en centrales solares FV (14.2%) y, en menor medida, contribuyeron las eólicas (7.2%), geotérmicas (5.9%), la biomasa (3.0%), hidros pequeñas (1.8%) y centrales solares térmicas (1.2%). La generación con calor de desecho fue marginal (0.1%).

En relación con el desempeño en el 1^{er} trimestre de 2021, en el sitio Web de CAISO se hace énfasis en las energías renovables y su contribución a la potencia máxima instantánea lograda en esos meses, como se consigna en la **Tabla 14**, así como a la capacidad instalada, como se muestra en la **Tabla 15**.

Tabla 14

Estadísticas clave en el 1^{er} trimestre de 2021			
CAISO: key statistics 2021			
valores máximos en el mes*			
ene	feb	mar	
MW			potencia
29,481	27,441	28,349	demanda
10,547	12,106	12,913	oferta solar
4,907	5,040	5,497	oferta eólica
5,468	6,398	9,375	oferta renovable
11,127	10,084	10,243	importaciones
* no coincidentes			

Tabla 15

capacidad instalada**			
ene	feb	mar	
MW			fuentes
14,116	14,066	14,106	solar
6,890	6,826	6,952	eólica
1,389	1,389	1,389	geotérmica
1,235	1,235	1,195	hidro pequeña
822	822	822	biocombustibles
24,452	24,338	24,464	total
**solo se incluyen unidades en operación comercial			

Sin embargo, aunque es importante para el operador del sistema CAISO el cubrir la demanda máxima, lo verdaderamente relevante es la contribución efectiva de las tecnologías renovables para satisfacer la demanda de energía, que se mide por el factor de planta, así como para lograr las metas de generación limpia.

Las cifras del año 2020 de la **Tabla 13**, indican que el factor de planta medio del conjunto de tecnologías renovables (28.3%) se desglosa en orden de mayor a menor: biomasa (51.0%), geotermia (47.8%), calor de desecho (41.1%), viento (26.2%), solar FV (24.3%), hidro pequeña (22.5%) y solar térmica (20.8%).

A pesar de que la tecnología solar FV y la eólica tienen una gran capacidad instalada conjunta de 18,729 MW, por su intermitencia sólo generaron 40.877 GWh, con un pobre factor de planta conjunto (24.9%).

En la **Tabla 16** se compilan las cifras estimadas de los precios marginales en el mercado eléctrico de California ^[13] en el 1^{er} trimestre de 2021, tanto del lado de la demanda, 43.⁹⁹ USD/MWh como de la oferta 41.¹¹ USD/MWh.

Tabla 16

Estimación del precio marginal en el mercado eléctrico de California				
CAISO: base de datos OASIS				
	1^{er} trimestre 2021			
cantidad	enero	febrero	marzo	subtotal
monetaria	USD			USD
demanda	599,883,663	1,025,766,993	560,193,846	2,185,844,502
exportación	31,933,796	78,688,452	27,916,918	138,539,166
importación	224,471,382	321,780,893	168,027,325	714,279,600
suministro	389,311,690	735,405,750	398,137,936	1,522,855,376
oferta	581,849,276	978,498,191	538,248,343	2,098,595,810
energía	MWh			MWh
demanda	17,394,309	15,502,745	16,793,745	49,690,799
exportación	931,311	985,985	838,866	2,756,162
importación	6,822,573	5,135,085	5,104,623	17,062,282
suministro	11,977,015	11,776,723	12,990,628	36,744,366
oferta	17,868,277	15,925,823	17,256,385	51,050,486
pml	USD/MWh			USD/MWh
demanda	34.49	66.17	33.36	43.99
oferta	32.56	61.44	31.19	41.11

Por último, hay que destacar que el caso de la generación solar FV es particularmente relevante en CAISO, porque los parques solares solo operan en

las horas diurnas y al mediodía su producción horaria puede exceder la demanda, de tal manera que durante algunas horas el operador necesita exportar los excedentes a sistemas vecinos. Al caer la tarde, disminuye drásticamente la generación solar FV y entonces el operador del sistema CAISO tiene dificultades para despachar rápidamente generación de respaldo con gas natural e hidráulica, de rápida respuesta.

La generación eólica también es intermitente, pero como también sopla el viento en las noches, plantea menores problemas al operador del sistema

Emisiones a la atmósfera

Para fines comparativos, en la **Tabla 17** se compilan los datos indicativos publicados por la empresa de consultoría McKinsey & Company ^[15], acerca de las emisiones de CO₂ a la atmósfera en los sistemas eléctricos de los Estados Unidos en el año 2017.

Tabla 17

Emisiones de CO ₂ en los sistemas eléctricos de los EUA					
McKinsey & Company					
año 2017	capacidad	fp	generación	emisiones	
sistema	GW	%	TWh	Mt CO ₂	kg CO ₂ /MWh
PJM	180	51.2%	808	363	449.3
MISO	170	44.8%	667	377	565.2
ERCOT	85	47.4%	353	181	512.7
SPP	82	34.9%	251	139	553.8
CAISO	56	43.2%	212	33	155.7
NY ISO	36	39.6%	125	22	176.0
ISO-NE	33	32.5%	94	22	234.0
otros	431	30.7%	1,160	591	509.5
total EUA	1,073	39.0%	3,670	1,728	470.8

En el año 2017, el valor medio de las emisiones unitarias en los sistemas eléctricos de los Estados Unidos fueron **470.8 kg CO₂/MWh** y en el sistema CAISO fueron muy inferiores, 155.7 kg CO₂/MWh, mientras que en el sistema ERCOT fueron mayores a la media, 512.7 kg CO₂/MWh.

En el caso del SEN en México, con datos de la capacidad y generación del 1^{er} trimestre de 2021, como se estima en la **Tabla 18**, las emisiones unitarias fueron 326.4 kg CO₂/MWh, el doble que en CAISO en 2017.

Tabla 18

Estimación de las emisiones de CO₂ en el SEN en el año 2021		
CFE: COPAR 2018		
año 2021		
tecnologías	emisiones	
fósiles	kg CO ₂ /MWh	† CO ₂ /día
CC gas	346.0	155,172
TC gas	524.4	25,129
TG gas	534.2	15,450
CAR	1,083.0	30,805
TC comb	822.4	16,888
TG diésel	485.4	6,016
CI comb	822.4	2,772
CI diésel	485.4	701
subtotal	427.6	252,933
limpias	kg CO ₂ /MWh	† CO ₂ /día
HID	15.0	1,008
EOL	21.0	1,354
FV	106.0	4,753
NUC	65.0	1,540
GEO	15.0	176
BIO	1,402.8	694
subtotal	44.8	9,526
total	326.4	262,459

Precios a los consumidores

Finalmente, en la **Tabla 19** se comparan los precios promedio de la electricidad en Estados Unidos ^[16] en los estados fronterizos con México, para los sectores residencial, comercial, industrial y transporte. En todos los casos las tarifas industriales son más baratas que las comerciales, y éstas son más baratas que las residenciales.

En Texas, el promedio de 8.²² ¢US/kWh es 79.4% del promedio en los EUA, mientras que en California el promedio de 14.²¹ ¢US/kWh es 37.3% mayor que el promedio nacional de 10.³⁵ ¢US/kWh. A pesar de tener California una

penetración importante de las energías renovables, lo barato resulta caro para los consumidores.

Tabla 19

Precio promedio de la electricidad a los consumidores						
Electric Power Monthly - U.S. Energy Information Administration (EIA)						
Estado fronterizo con México						
		Texas	New Mexico	Arizona	California	USA
sector		centavoUS_{ene2021}/kWh				
residencial		11.39	12.53	11.70	21.43	12.69
comercial		7.58	9.79	9.34	16.54	10.31
industrial		4.88	5.33	5.63	13.00	6.35
transporte		6.55	-	8.11	9.92	9.64
promedio		8.22	9.05	9.67	14.21	10.35

En el SEN, las tarifas en enero de 2021 se pueden consultar en el sitio Web de la CRE ^[17]. Por ejemplo, en la **Tabla 20** se consignan, para 3 divisiones de la CFE_SSB, los valores publicados de los cargos fijos y variables de la Tarifa DB1 residencial, la Tarifa PDBT comercial, y la Tarifa GDMTH industrial, que dependen de la ubicación geográfica, nivel de tensión y perfil de demanda de los consumidores.

Tabla 20

		División				Golfo Norte		Jalisco	Valle de Mexico Norte
Año	Mes	Tarifa	Descripción	Int. Horario	Cargo	Unidades	TOTAL	TOTAL	TOTAL
2021	enero	DB1	Doméstico baja tensión hasta 150 kWh-mes		Fijo	\$/mes	57.56	53.4	70.4
2021	enero				Variable (Energía)	\$/kWh	2.032	2.922	2.408
2021	enero	PDBT	Pequeña demanda baja tensión hasta 25 kW		Fijo	\$/mes	57.56	53.4	70.4
2021	enero				Variable (Energía)	\$/kWh	3.085	3.879	3.231
2021	enero	GDMTH	Gran demanda en media tensión horaria		Fijo	\$/mes	575.57	534.01	704.02
2021	enero			B	Variable (Energía)	\$/kWh	0.8651	0.8592	0.9338
2021	enero			I	Variable (Energía)	\$/kWh	1.3271	1.511	1.5169
2021	enero			P	Variable (Energía)	\$/kWh	1.4378	1.6966	1.7683
2021	enero				Capacidad	\$/kW	388.18	485.5	418.65

En la **Tabla 21** se compilan las estimaciones del precio final de las tarifas en las tres grandes divisiones de la CFE_SSB, Golfo Norte, Jalisco y Valle de México Norte, donde hay una fuerte concentración de usuarios industriales, así como del promedio que se extrapola como aplicable para el SIN.

Queda claro que en México la tarifa residencial está muy subsidiada y la tarifa comercial está muy castigada.

Tabla 21

Estimación del monto de las tarifas de CFE				
CRE: tarifas finales de suministro básico				
		división de CFE_SSB		
ene-21	SIN	GN	J	VMN
tarifa	MN\$/kWh			
DB1	2.696	2.262	3.136	2.690
PDBT	3.402	3.088	3.882	3.235
GDMTH	1.893	1.731	2.000	1.947

Epílogo

En esta sección final de la nota se compilan de manera sintética las principales características del SEN, ERCOT y CAISO, que se listan en tres columnas en la **Tabla 22a** y la **Tabla 22b**.

Tabla 22a

Tabla comparativa de datos de los 3 sistemas eléctricos				
CVMConsultor: compilación propia				
datos básicos	CENACE	ERCOT	CAISO	3 sistemas
población, 10 ⁶ hab	129.0	25.1	37.3	191.4
hab/km ²	65.7	36.1	88.0	62.1
superficie, 10 ⁶ km ²	1.964	0.696	0.424	3.084
PIB, 10 ⁹ USD (PPA)	2,420	1,887	2,818	7,125
USD (PPA)/hab	18,760	75,179	75,550	37,226
usuarios, 10 ⁶	44.5	25.0	33.0	102.5
1^{er} trimestre, consumo	CENACE	ERCOT	CAISO	3 sistemas
demanda, GWh/día	804.068	965.900	552.120	2,322.088
demanda media, MW	33,503	40,246	23,005	96,754
PML, USD/MWh	35.74	54.23	42.55	45.05
valor, 10 ⁶ USD/día	28.737	52.381	23.493	104.611

En la cuarta columna a la derecha de las tablas se listan los valores que se obtendrían si los tres sistemas estuvieran unificados, con una población de 191.4 millones de habitantes en una superficie de 3.084 millones de kilómetros cuadrados, con un PIB de 7,125 miles de millones de dólares (PPA), así como con 102.5 millones de usuarios de energía eléctrica que demandan 2,322 GWh diarios con una demanda media de 96,754 MW, en un mercado eléctrico cuyo valor sería 104.611 millones de dólares diarios al precio marginal medio de 45.⁰⁵ USD/MWh.

Tabla 22b

Tabla comparativa de datos de los 3 sistemas eléctricos				
CVMConsultor: compilación propia				
1^{er} trimestre, suministro	CENACE	ERCOT	CAISO	3 sistemas
importación, GWh/día	0.000	0.000	254.957	254.957
generación, GWh/día	804.068	965.900	297.163	2,067.131
generación propia				
subtotal limpia	26.5%	42.9%	51.3%	37.7%
eólica	8.0%	27.8%	7.2%	17.1%
nuclear	2.9%	12.1%	8.5%	8.0%
solar FV y térmica	5.6%	2.9%	15.4%	5.7%
hidro	8.4%	0.0%	11.2%	4.9%
geotérmica	1.5%		5.9%	1.4%
biomasa y desechos	0.1%	0.1%	3.1%	0.5%
subtotal fósil	73.5%	57.1%	48.7%	0.62
gas natural	65.3%	38.3%	48.4%	50.3%
carbón	3.5%	18.8%	0.2%	10.2%
combustóleo y coque	3.0%	0.0%	0.1%	1.2%
diésel	1.7%	0.0%	0.0%	0.7%
TOTAL	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
	CENACE	ERCOT	CAISO	3 sistemas
costo, USD/MWh	28.65	16.22	20.09	21.61
emisiones, t CO ₂ /GWh	326.4	512.7	155.7	388.91
	CENACE	ERCOT	CAISO	
tarifas, ¢USD/kWh				
residenciales	13.48	11.39	21.43	
comerciales	17.01	7.58	16.54	
industriales	9.47	4.88	13.00	

En la **Tabla 22b** destaca que el sistema CAISO importa una cantidad muy significativa (46.1%) de la energía eléctrica que consumen sus usuarios, y que la generación en el SEN, que opera el CENACE, es similar a la del sistema ERCOT.

La generación en el SEN depende mayoritariamente de las tecnologías fósiles, especialmente del gas natural (65.3%). Las pequeñas importaciones y exportaciones de energía eléctrica no son significativas, pero si las grandes importaciones de gas natural.

En el sistema ERCOT la generación eólica, así como con gas natural y carbón representan la abrumadora mayoría (84.9%) del total. No hay importaciones ni exportaciones.

En el sistema CAISO se genera casi la mitad con gas natural (48.4%) y la generación solar FV e hidráulica, conjuntamente suman poco más de la cuarta parte (26.6%) del total.

La generación nucleoelectrica en CAISO es similar a la media (8.0%) de los tres sistemas, en el SEN es menor (2.9%) y en ERCOT es mayor (12.1%).

El costo de generación es más barato en ERCOT (16.²² USD/MWh) y más caro en el SEN (28.⁶⁵ USD/MWh), respecto del costo en CAISO, que es similar al costo medio (21.⁶¹ USD/MWh) de los tres sistemas.

Las emisiones de CO₂ a la atmósfera son en CAISO (157.7 kg CO₂/MWh) bajas, en el SEN (326.4 kg CO₂/MWh) medianas, y en ERCOT (512.7 kg CO₂/MWh) altas, respecto del valor medio en los tres sistemas (388.9 kg CO₂/MWh).

En ERCOT y CAISO las tarifas a los usuarios industriales son más baratas que las comerciales, y éstas son más baratas que las residenciales.

En el SEN las tarifas comerciales son las más caras y las industriales son las más baratas. Todas son más caras que en ERCOT, pero más baratas que en CAISO, excepto las comerciales.

Referencias

- [1] SENER: [PRODESEN 2020 - 2034 | Secretaría de Energía | Gobierno | gob.mx \(www.gob.mx\)](http://www.gob.mx)
- [2] [Dólar internacional - Wikipedia, la enciclopedia libre](https://es.wikipedia.org/wiki/D%C3%B3lar_internacional)
- [3] CENACE: [Centro Nacional de Control de Energía | Gobierno | gob.mx \(www.gob.mx\)](http://www.gob.mx)
- [4] ERCOT: [Electric Reliability Council of Texas \(ercot.com\)](http://ercot.com)
- [5] CAISO: [California ISO \(caiso.com\)](http://caiso.com)
- [6] CENACE: [Área Pública SIM \(cenace.gob.mx\)](http://cenace.gob.mx)
- [7] DOF_11ago2014. [Original: Ley de la Industria Eléctrica. DOF 11-08-2014 \(diputados.gob.mx\)](http://diputados.gob.mx)
- [8] Laguna Verde, IAEA: [PRIS - Country Details \(iaea.org\)](http://iaea.org)

- [9] [Crisis energética de Texas de 2021 - Wikipedia, la enciclopedia libre](#)
- [10] IAEA: [PRIS - Country Details \(iaea.org\)](#)
- [11] [Western Electricity Coordinating Council - Wikipedia](#)
- [12] [2000-01 California electricity crisis - Wikipedia](#)
- [13] CAISO: [OASIS - OASIS Prod - PUBLIC - 0 \(caiso.com\)](#)
- [14] [Home Page-California Energy Commission](#)
- [15] McKinsey & Company: US power sector emissions in 2017: [How the US power industry can decarbonize | McKinsey](#)
- [16] [Electric Power Monthly - U.S. Energy Information Administration \(EIA\)](#)
- [17] CRE: [Consulta las memorias de cálculo de las Tarifas Eléctricas | Comisión Reguladora de Energía | Gobierno | gob.mx \(www.gob.mx\)](#)