



REPORTE DE PLANEACIÓN OPERATIVA DE MEDIANO PLAZO

CENACE

Agosto de 2022



GOBIERNO DE
MÉXICO



2022 *Ricardo Flores* Año de *Magón*

PRECURSOR DE LA REVOLUCIÓN MEXICANA

Contenido

Introducción	4
Referencia Normativa	5
Resultados	7
Producción de Energía Sistema Eléctrico Nacional año 2021	8
Producción de energía años 2022, 2023 y 2024	9
Cierre de año Sistema Eléctrico Nacional 2022	9
Sistema Interconectado Nacional	10
Baja California	14
Baja California Sur	16
Consumo de Combustible estimado	19
Sistema Interconectado Nacional	19
Baja California	20
Baja California Sur	21
Gestión de los Recursos de energía Limitada	22
Generación Hidroeléctrica	22
Congestión de Enlaces Interregionales	35
Consideraciones	37
Precios de combustibles	39
Capacidad Instalada	40
Evolución de la Capacidad Instalada por Tipo de Tecnología y por Sistema	40
Programa de Mantenimientos de Unidades Generadoras	44
Incorporación de capacidad considerada en el estudio	47
Modelo de Red Eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional	48
Modelo Regionalizado	48
Escenario de aportaciones a embalses	49
Introducción	49
Estimación de aportaciones mensuales por cuenca del 2022 al 2024	49
Demanda y consumo	63





2022 *Ricardo Flores* *Año de Magón*

PRECURSOR DE LA REVOLUCIÓN MEXICANA

Recursos de Energía Limitada	66
Unidades de central térmica con límites de producción	67
Centrales Hidroeléctricas clasificadas como Recurso de Energía Limitada	69
Resultados de Precios Sombra en la Operación Operativa en el Mediano Plazo	72
Restricciones de Confiabilidad	73
Anexo 1: Nota Técnica utilización de modelos en la Planeación Operativa de Mediano Plazo ...	74
Sistema Interconectado Nacional	74
Baja California	74
Baja California Sur	74





Introducción



El reporte de resultados de la Planeación Operativa de Mediano Plazo 2022-2024, es el documento que contiene la Planeación Operativa de Mediano Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, donde se presenta el plan esperado de utilización de las unidades de centrales eléctricas para satisfacer la demanda en los Sistemas Interconectado Nacional, Sistema Interconectado Baja California y Sistema Baja California Sur, en el horizonte de un mes hasta tres años en adelante, cumpliendo con lo indicado en la Ley de la Industria Eléctrica, las Bases del Mercado Eléctrico y el Manual de Costos de Oportunidad.

Referencia Normativa

La Ley de la Industria Eléctrica (LIE), prevé que el CENACE tendrá a su cargo el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional, la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución.

Particularmente, los artículos 103 y 104 de la LIE mencionan que, cuando se incluya a los representantes de las Centrales Eléctricas en los programas de operación definidos por el CENACE de aquellas Centrales que presenten limitaciones sobre la energía total que pueden generar en un periodo y el uso de la demanda controlable garantizada; los representantes deberán basar sus ofertas en los costos de oportunidad que resulten de dicho programa, con sujeción a las Reglas del Mercado.

Asimismo, el artículo 108, fracción XI, faculta al CENACE para formular y actualizar un programa para la operación de las Centrales Eléctricas y de la Demanda Controlable Garantizada que presenten limitaciones sobre la energía total que pueden generar o dejar de consumir en un periodo, y calcular el costo de oportunidad con el que serán asignadas y despachadas.

Aunado a lo anterior, el artículo 95 de la LIE, menciona que el Mercado Eléctrico Mayorista operará con base en las características físicas del Sistema Eléctrico Nacional y se sujetará a lo previsto en las Reglas del Mercado, mismas que se conforman por las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado.



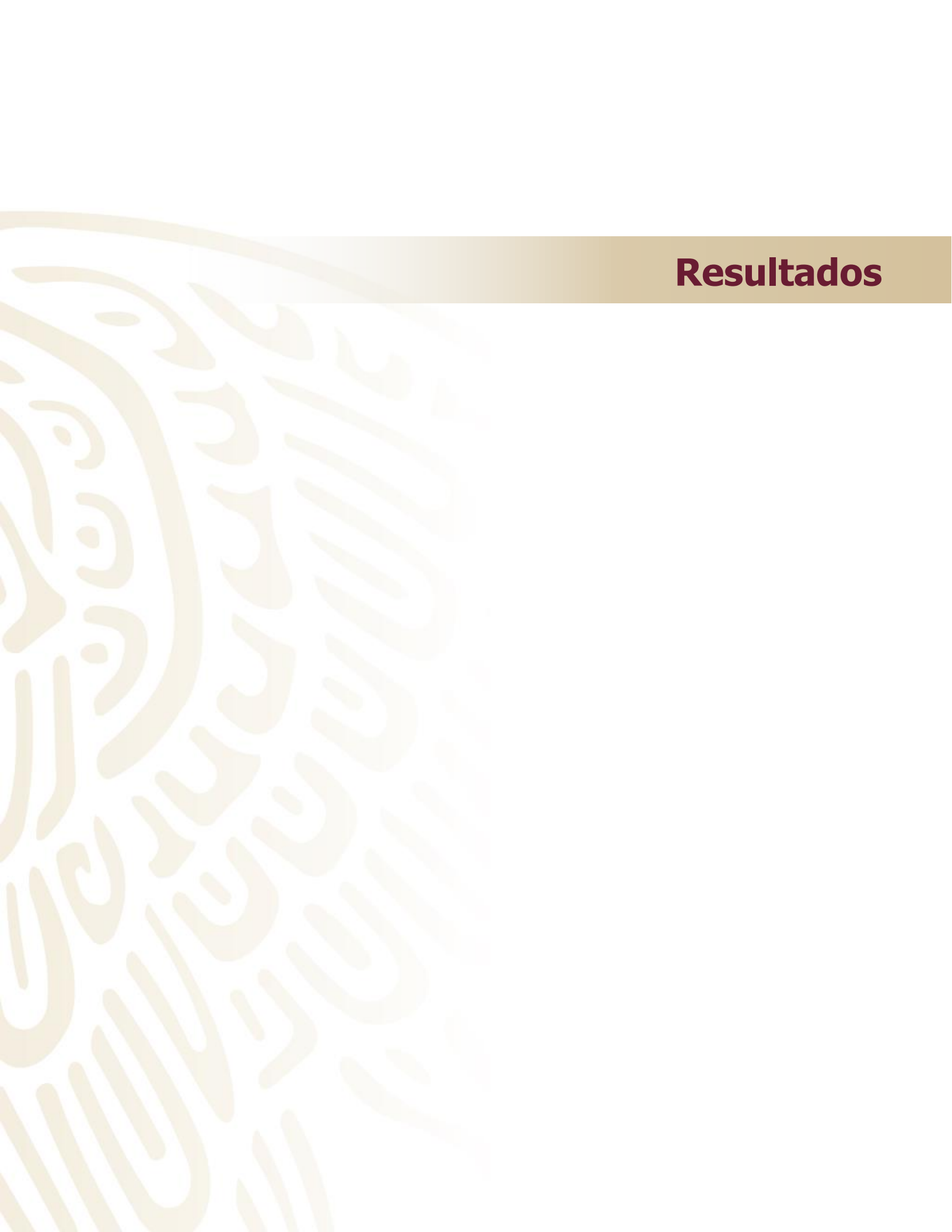
Consecuentemente, el numeral 1.2.6 de las Bases del Mercado Eléctrico menciona que los Participantes del Mercado deben proporcionar al CENACE la información necesaria para la planeación de mediano plazo con un horizonte de un mes a tres años.

Dicha planeación debe de cumplir con las condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad para la Operación del Sistema Eléctrico Nacional, de acuerdo con lo establecido en el numeral 6.4 de las Bases del Mercado Eléctrico, considerando condiciones hidrológicas, ambientales y del suministro de combustibles, los programas de salida y entrada de unidades generadoras, así como el uso de la Demanda Controlable, entre otras.

Para lo anterior, el CENACE formulará metodologías para calcular los costos de oportunidad de los recursos de energía limitada y determinará los costos de oportunidad, de acuerdo con los modelos establecidos en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

En sintonía con lo anterior, el Manual de Costos de Oportunidad (MCO) menciona en su numeral 3.1.1 los modelos que se podrá utilizar en la Planeación Operativa de Mediano Plazo, debiendo publicar la nota técnica de la justificación de su elección en el Sistema de Información de Mercado, conforme a lo establecido en el numeral 3.1.9 de dicho Manual.

En ese sentido, el numeral 3.1.12 del MCO menciona la obligación del CENACE de reportar 2 veces al año los resultados de la Planeación Operativa de Mediano Plazo de 36 meses, mismos que deberá de publicar a más tardar a fin de febrero y agosto respectivamente, así como las actualizaciones extemporáneas de los precios sombra, conforme a lo descrito en el numeral 3.4 del MCO, en específico atendiendo a lo previsto en el numeral 3.4.2 del ordenamiento en cita.



Resultados



El presente documento constituye una referencia técnica no vinculante, que no compromete a ningún área del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), ni a su Órgano de Gobierno; su carácter es meramente informativo y de orientación. Por lo anterior, no implica ninguna responsabilidad en relación con los resultados presentados y en ningún caso, podrá ser considerado el CENACE responsable frente a terceras personas, por el uso o las decisiones que se tomen con base en esta información, misma que no presupone ninguna posición institucional.

La solución de la Planeación Operativa de Mediano Plazo presenta los siguientes resultados:

- Producción de energía
- Consumo de combustible estimado
- Gestión de los Recursos de Energía Limitada
- Congestión de Enlaces Interregionales

Producción de Energía Sistema Eléctrico Nacional año 2021

Como referencia, en la Tabla 1 se presenta la Generación Neta Inyectada, la cual es el monto total de energía eléctrica producida por las unidades de central eléctrica en un periodo. Considera la energía comercializada en el MEM de acuerdo con la última liquidación registrada y que se entrega al SEN en un punto de interconexión. No se considera importaciones. Se puede observar como las tecnologías Ciclo Combinado e Hidroeléctrica ocuparon la mayor participación con valores de 57.7% y 10.7% respectivamente.



Tabla 1 Generación Neta Inyectada 2021 Sistema Eléctrico Nacional (GWh)

Tipo de tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Vapor	1,629	2,216	1,943	1,816	2,055	2,731	2,024	2,183	1,839	1,531	1,224	1,005	22,196
Turbogas	1,003	903	934	926	1,016	1,272	1,316	1,306	1,294	990	700	721	12,381
Nucleoeléctrica	367	620	1,145	1,117	1,077	1,033	978	1,120	1,096	900	1,021	1,131	11,606
Hidroeléctrica	1,855	1,949	2,212	2,810	3,182	2,789	2,981	3,908	4,589	4,342	2,291	1,810	34,717
Geotérmica	368	321	383	362	367	347	355	354	339	338	348	361	4,243
Fotovoltaica	1,146	1,277	1,613	1,574	1,780	1,518	1,509	1,519	1,326	1,404	1,289	1,113	17,069
Eólica	1,968	1,694	2,148	1,795	1,853	1,183	1,876	1,701	1,243	1,535	2,166	1,914	21,076
Combustión interna	151	139	144	162	163	191	230	241	228	191	174	181	2,196
Ciclo combinado	14,533	12,018	14,825	15,343	16,666	17,672	18,029	17,507	16,082	15,915	14,617	15,552	188,758
Carboeléctrica	1,013	847	700	781	988	838	809	451	348	491	622	816	8,704
Bioenergía	90	84	92	86	46	15	17	10	10	10	30	94	582
Total	24,123	22,067	26,138	26,772	29,193	29,589	30,124	30,300	28,394	27,647	24,482	24,698	323,527

Fuente: Serie estadística Generación neta inyectada al Sistema Eléctrico Nacional (GNISEN), con corte al 31/07/2022.

Producción de energía años 2022, 2023 y 2024

A continuación, se presentan los resultados obtenidos de la Planeación Operativa de Mediano Plazo para el Sistema Interconectado Nacional, Baja California y Baja California Sur:

- Estimación de producción de energía mensual por tipo de tecnología.
- Volumen de combustible utilizado para la producción de energía.
- Evolución de los niveles de almacenamiento en los Embalses.

Cierre de año Sistema Eléctrico Nacional 2022

Para el año 2022 se puede observar en la Tabla 2, la Generación Neta Inyectada para los meses de enero a julio, y nuevamente se tiene una mayor participación de las tecnologías Ciclo Combinado e Hidroeléctrica, lo que indica que planeación



operativa de mediano plazo es que esta tendencia continua para el periodo de análisis 2022 – 2024.

Tabla 2 Generación Neta Inyectada enero – julio y Generación estimada, Sistema Eléctrico Nacional 2022 (GWh)

Tipo de tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Vapor	1,186	1,205	1,375	1,703	2,364	1,981	2,037	1,262	1,136	1,536	1,687	1,225	18,696
Turbogas	838	734	841	798	875	1,052	1,360	1,445	1,404	1,439	1,232	1,377	13,396
Nucleoeléctrica	965	976	976	525	618	1,058	1,085	1,114	755	557	970	1,114	10,714
Hidráulica	1,660	1,620	2,072	2,538	3,489	3,621	3,079	4,074	3,837	3,369	2,721	2,498	34,577
Geotérmica	388	365	411	400	422	390	358	341	349	327	336	315	4,402
Fotovoltaica	1,097	1,142	1,576	1,548	1,735	1,526	1,477	1,471	1,262	1,232	1,082	982	16,129
Eólica	1,747	1,749	2,059	1,618	1,571	1,643	2,116	1,946	1,631	1,677	1,698	1,685	21,141
Combustión interna	154	141	137	150	170	189	251	354	325	262	243	277	2,654
Ciclo combinado	15,630	13,800	15,657	16,832	18,341	17,975	18,907	18,729	17,532	16,670	14,204	14,005	198,281
Carboeléctrica	1,089	1,290	1,356	1,327	1,423	1,299	1,465	1,560	1,441	1,371	1,225	1,481	16,326
Bioenergía	95	89	101	90	74	32	20	2	2	2	2	2	511.06
Total	24,848	23,111	26,562	27,527	31,081	30,765	32,156	32,298	29,674	28,442	25,400	24,961	336,826

Fuente: Serie estadística GNISEN, con corte al 31/07/2022 y estimación de la producción de energía mensual por tipo de tecnología agosto-diciembre.

Sistema Interconectado Nacional

En el Sistema Interconectado Nacional el consumo neto para el año 2021 fue de 304,034 GWh, mientras que para el año 2022 se prevé un valor de 316,772 GWh, lo que significa un crecimiento del 4.2%.

A continuación, en la Tabla 3 se presentan los valores de energía planeada por tipo de tecnología para el resto del presente año.



Tabla 3 Generación Neta Inyectada enero – julio y Generación estimada, SIN 2022 (GWh)

Tipo de tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Vapor	1,113	1,136	1,265	1,585	2,194	1,823	1,888	1,203	1,086	1,468	1,644	1,220	17,625
Turbogas	754	667	732	719	763	678	843	1,352	1,314	1,351	1,169	1,335	11,677
Nucleoeléctrica	965	976	976	525	618	1,058	1,085	1,114	755	557	970	1,114	10,714
Hidroeléctrica	1,660	1,620	2,072	2,538	3,489	3,621	3,079	4,074	3,837	3,369	2,721	2,498	34,577
Geotérmica	181	183	221	211	221	201	166	159	152	148	145	144	2,132
Fotovoltaica	1,073	1,116	1,545	1,516	1,699	1,493	1,445	1,447	1,238	1,204	1,059	959	15,795
Eólica	1,743	1,742	2,045	1,610	1,556	1,626	2,100	1,940	1,626	1,671	1,688	1,675	21,022
Combustión interna	49	46	55	64	68	53	91	151	132	130	107	110	1,056
Ciclo combinado	14,857	13,095	14,952	16,067	17,547	17,081	17,926	17,698	16,537	15,759	13,471	13,240	188,230
Carboeléctrica	1,089	1,290	1,356	1,327	1,423	1,299	1,465	1,560	1,441	1,371	1,225	1,481	16,326
Bioenergía	95	89	101	90	74	32	20	2	2	2	2	2	511
Importaciones	24	64	50	55	53	20	20	47	53	43	36	28	493
Exportaciones*	162	134	188	166	219	129	117	122	83	144	120	130	1,714
Generación	23,578	21,960	25,322	26,252	29,651	28,964	30,108	30,700	28,120	27,030	24,201	23,778	319,663

Fuente: Series estadísticas GNISEN, IMPSEN y EXPSEN, con corte al 31/07/2022 y estimación de la producción de energía mensual por tipo de tecnología agosto-diciembre.

En la Tabla 4 se presenta la estimación de producción de energía mensual por tipo de tecnología del Sistema Interconectado Nacional durante el año 2023, se consideró un requerimiento de 326,697 GWh de consumo neto, lo que indica un crecimiento del 3.1%.



Tabla 4 estimación de producción de energía mensual SIN 2023 (GWh)

Tipo Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Vapor	1,087	871	961	1,136	1,288	1,240	1,326	1,335	1,226	1,156	1,186	1,321	14,134
Turbogas	1,401	1,229	1,246	1,083	1,356	1,342	1,386	1,358	1,168	1,218	1,241	1,290	15,318
Nuclear	1,089	983	1,089	1,054	1,089	1,054	1,089	1,089	1,053	822	520	911	11,841
Hidroeléctrica	2,519	2,774	3,219	2,727	3,455	3,548	3,409	3,695	3,149	2,914	2,465	1,857	35,731
Geotérmica	141	121	158	142	151	149	145	152	144	141	138	138	1,720
Fotovoltaica	1,136	1,169	1,518	1,616	1,688	1,669	1,461	1,353	1,309	1,384	1,149	1,033	16,484
Eólica	1,726	1,766	1,932	1,964	1,935	2,034	2,038	1,771	1,571	1,819	1,728	1,949	22,233
Combustión interna	116	105	119	115	126	135	154	165	129	119	115	119	1,518
Ciclo combinado	13,518	12,701	14,783	15,129	17,828	17,676	18,366	19,201	17,639	16,688	14,885	14,094	192,509
Carboeléctrica	1,680	1,525	1,659	1,603	1,666	1,631	1,696	1,703	1,607	1,592	1,428	1,574	19,365
Bioenergía	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	21
Importaciones	23	42	35	21	27	26	24	30	33	31	32	28	354
Exportaciones*	162	133	138	169	181	158	157	122	83	144	120	130	1,699
Generación	24,415	23,246	26,686	26,571	30,583	30,480	31,071	31,824	28,997	27,856	24,856	24,287	330,872

En la Tabla 5 se muestran los valores de estimación de producción de energía mensual por tipo de tecnología del Sistema Interconectado Nacional durante el año 2024, se consideró un requerimiento de 335,673 GWh de consumo neto, lo que se traduce en un crecimiento del 2.8%.



Tabla 5 estimación de producción de energía mensual SIN 2024 (GWh)

Tipo Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Vapor	1,232	921	1,172	1,177	1,494	1,295	1,383	1,540	1,226	1,152	1,049	1,038	14,680
Turbogas	1,365	1,246	1,436	1,423	1,523	1,443	1,494	1,431	1,314	1,299	1,349	1,287	16,610
Nuclear	1,077	973	1,077	1,042	1,077	1,042	1,077	1,077	1,042	1,077	1,042	1,077	12,677
Hidroeléctrica	2,083	2,664	2,613	2,587	3,457	3,512	3,560	3,548	3,259	3,020	2,209	1,973	34,486
Geotérmica	134	112	151	136	144	142	138	145	138	135	131	131	1,636
Fotovoltaica	1,056	1,129	1,511	1,509	1,685	1,507	1,555	1,432	1,216	1,235	1,079	1,123	16,037
Eólica	1,879	1,644	1,941	1,875	1,816	1,934	1,948	1,966	1,512	1,774	1,680	1,967	21,936
Combustión interna	119	108	119	122	139	155	162	168	135	119	115	119	1,581
Ciclo combinado	14,475	13,502	15,507	16,064	18,534	18,464	19,098	19,692	18,075	17,072	15,053	14,082	199,617
Carboeléctrica	1,679	1,532	1,677	1,600	1,691	1,612	1,700	1,672	1,613	1,683	1,629	1,666	19,755
Bioenergía	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	21
Importaciones	23	41	32	21	26	25	24	27	34	30	33	30	347
Exportaciones*	162	133	138	169	181	158	157	122	83	144	120	130	1,699
Generación	25,102	23,833	27,205	27,535	31,561	31,107	32,117	32,672	29,531	28,569	25,340	24,465	339,038



Baja California

En el ámbito del sistema de Baja California el consumo neto para el año 2021 fue de 15,541 GWh, mientras que para el año 2022 se prevé un consumo de 15,925 GWh, lo que significa un crecimiento de 2.5%.

En la Tabla 6 se presenta la estimación de producción de energía mensual por tipo de tecnología para el sistema de Baja California, se prevé que para el mes de agosto se presente el mayor bloque de generación ante la demanda máxima pronosticada para el año 2022, por lo que se estima un bloque de generación de 1,031 GWh de generación del tipo Ciclo Combinado así como un incremento de generación del tipo Vapor Mayor o térmica convencional, además de una dependencia del flujo de importación por los enlaces de interconexión proveniente del sistema eléctrico del CAISO.

Tabla 6 Generación Neta Inyectada enero – julio y Generación estimada, BCA 2022 (GWh)

Tipo de tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Vapor	36	39	75	75	120	96	96	158	69	59	58	49	930
Turbogas	48	38	45	19	47	284	375	52	51	38	37	38	1,071
Geotérmica	205	180	186	185	198	186	189	182	197	179	191	171	2,249
Fotovoltaica	7	9	11	13	15	14	13	9	9	9	6	6	121
Eólica	4	3	7	1	6	6	7	5	4	5	9	9	66
Combustión interna	0	0	0	0	0	28	29	3	3	3	3	3	73
Ciclo combinado	773	704	705	765	794	894	981	1,031	995	911	733	765	10,052
Importaciones	53	59	133	142	255	179	178	199	152	110	92	100	1,652
Exportaciones*	45	39	52	51	84	53	46	75	82	54	69	87	736
Generación	1,072	974	1,030	1,057	1,181	1,508	1,689	1,440	1,328	1,204	1,037	1,041	14,562

Fuente: Series estadísticas GNISEN, IMPSEN y EXPSEN, con corte al 31/07/2022 y estimación de la producción de energía mensual por tipo de tecnología agosto-diciembre.



Para el año 2023 se considera un consumo neto de 16,184 GWh lo que representa un crecimiento del 1.6 % con respecto al 2022.

En la Tabla 7 se presentan los valores de estimación de producción de energía mensual por tipo de tecnología para el año 2023, como se observa el mayor requerimiento esperado es del tipo Ciclo Combinado, dado que es la generación base de este sistema resultando en un bloque anual de 12.4 TWh. El segundo bloque de energía con mayor suministro para atender los requerimientos de la alta demanda es la energía no programable proveniente de la generación geotérmica con un total de 2.1 TWh anual.

Tabla 7 estimación de producción de energía mensual BCA 2023 (GWh)

Tipo Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Vapor	59	54	59	58	59	237	244	261	96	59	58	49	1,293
Turbogas	38	34	38	37	38	51	52	80	51	38	37	38	532
Geotérmica	230	166	172	214	174	168	169	173	187	170	181	163	2,167
Fotovoltaica	6	5	8	8	8	8	9	9	9	9	6	6	91
Eólica	9	8	11	11	11	11	5	5	4	5	9	9	98
Combustión interna	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	36
Ciclo combinado	740	722	754	833	961	1,127	1,519	1,536	1,481	1,046	856	886	12,461
Importaciones	59	66	109	142	53	32	17	61	16	17	13	13	598
Exportaciones*	48	43	58	158	77	96	162	113	133	54	70	86	1,098
Generación	1,085	992	1,045	1,164	1,254	1,605	2,001	2,067	1,831	1,330	1,150	1,154	16,678

Para el año 2024 se prevé un consumo neto de 16,735 GWh lo que equivale en un crecimiento del 3.4% con relación al 2023.

En la Tabla 8 se presentan los valores de estimación de producción de energía mensual para el año 2024, resaltando una mayor generación requerida a base de gas natural proveniente principalmente de las centrales del tipo Ciclo Combinado. Con base en el pronóstico obtenido se prevé que para el mes de agosto se presente el mayor bloque de generación con un monto mensual aproximado de 2.1 TWh.



Tabla 8 estimación de producción de energía mensual BCA 2024 (GWh).

Tipo Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Vapor	59	56	59	58	59	58	77	149	58	59	52	49	793
Turbogas	23	22	16	23	23	23	38	38	23	23	23	23	298
Geotérmica	219	157	163	203	165	160	161	165	178	162	140	143	2,016
Fotovoltaica	6	6	8	65	67	65	65	65	63	65	46	47	568
Eólica	9	8	11	11	11	11	5	5	4	5	9	9	98
Combustión interna	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	36
Ciclo combinado	864	873	900	968	996	1,349	1,744	1,752	1,510	1,048	912	909	13,825
Importaciones	3	6	16	30	34	31	16	15	15	16	13	13	208
Exportaciones	48	43	58	162	78	97	167	115	135	54	70	87	1,114
Generación	1,183	1,125	1,160	1,331	1,324	1,669	2,093	2,177	1,839	1,365	1,185	1,183	17,634

Baja California Sur

En el ámbito del sistema de Baja California Sur el consumo de energía eléctrica para el año 2021 fue de 2,826 GWh, mientras que para el año 2022 se estima un consumo neto de 2,903 GWh, lo que significa un crecimiento de 2.7% respecto al 2021.

En la Tabla 9 se presenta de estimación de producción de energía mensual por tipo de tecnología del sistema de Baja California Sur, se prevé que para el mes de agosto se presente el mayor bloque de generación ante la demanda máxima pronosticada para el año 2022, por lo que se estima un bloque mensual aproximado de 200 GWh de generación del tipo Combustión Interna. En este sistema recientemente entró a operación comercial una central eólica en la zona de la Paz, que contribuye a la mejora de la continuidad y suministro de energía eléctrica.



Tabla 9 Generación Neta Inyectada enero – julio y Generación estimada, BCS 2022 (GWh) (GWh).

Tipo de tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Vapor	37	30	34	43	49	63	53	59	50	68	43	5	534
Turbogas	36	30	64	60	65	86	138	41	39	50	26	4	638
Fotovoltaica	16	16	20	19	20	19	19	15	15	19	17	17	212
Eólica	0	4	7	7	9	11	10	6	5	6	10	10	85
Combustión interna	99	90	75	79	94	99	120	200	190	129	133	164	1,473
Generación	188	169	200	208	237	277	341	321	299	272	229	200	2,941

Fuente: Series estadísticas GNISEN, IMPSEN y EXPSEN, con corte al 31/07/2022 y estimación de la producción de energía mensual por tipo de tecnología agosto-diciembre.

En el año 2023 se estima un consumo neto de 2,994 GWh lo que se traduce a un crecimiento del 3.1% con respecto al 2022.

En la Tabla 10 se presentan la estimación de producción de energía mensual del año 2023, se prevé que el mayor requerimiento esperado es del tipo Combustión Interna, dado que es la generación base de este sistema resultando en un bloque anual de 1.8 TWh. El segundo bloque de energía con mayor suministro es proveniente del tipo Turbogás principalmente de la zona de La Paz, la cual importaría flujo de la zona La Paz hacia zona los Cabos para atender los requerimientos de la alta demanda turística de verano de la zona de los Cabos.

Tabla 10 estimación de producción de energía mensual BCS 2023 (GWh)

Tipo de tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Vapor	0	0	0	1	0	0	30	34	28	35	1	0	129
Turbogas	7	15	57	57	59	60	76	79	71	68	58	59	666
Fotovoltaica	17	16	22	21	22	21	19	19	18	19	17	17	228
Eólica	10	9	11	11	11	11	6	6	5	6	10	10	106
Combustión interna	161	140	119	125	139	169	195	198	189	155	151	122	1,863
Generación	195	180	209	215	231	261	326	336	311	283	237	208	2,992

Para el año 2024 se prevé un consumo de 3,109 GWh lo que equivale en un crecimiento del 3.9% con relación al 2023.



En la Tabla 11 se presentan la estimación de producción de energía mensual del año 2024, se prevé un mayor bloque de generación para el mes de agosto 2024 ante el consumo neto máximo esperado mensual. Se observa un incremento significativo del tipo de generación turbogás la cual estaría solventando las altas demandas de verano de la zona La Paz y Los Cabos.

Tabla 11 estimación de producción de energía mensual BCS 2024 (GWh)

Tipo de tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Vapor	0	0	0	0	0	0	32	39	30	1	0	0	102
Turbogas	54	53	59	57	59	63	83	85	73	71	59	59	775
Fotovoltaica	17	16	22	21	22	21	19	19	18	19	17	17	228
Eólica	10	10	11	11	11	11	6	6	5	6	10	10	107
Combustión interna	121	113	124	134	147	182	200	200	193	197	156	129	1,896
Generación	202	192	216	223	239	277	340	349	319	294	242	215	3,108



Consumo de Combustible estimado

Los datos mostrados a continuación, se expresan de la siguiente manera:

- ✓ Combustóleo: expresado en miles de barriles (Mb) al mes.
- ✓ Gas: expresado en miles de millones de pies cúbicos (MMMpc) al mes.
- ✓ Diesel: expresado en metros cúbicos (m3) al mes.
- ✓ Carbón: expresado en miles de toneladas (Mt) al mes.

Sistema Interconectado Nacional

Tabla 12 Consumo de Combustibles en el SIN 2022

Consumo de combustibles						
Concepto	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Sistema Interconectado Nacional						
Combustóleo (Mb)	1,759	1,427	2,035	2,209	1,647	9,078
Gas (MMMpc)	119	112	105	89	91	516
Diesel (m3)	12,978	12,751	13,166	12,649	13,027	64,570
Carbón (Mt)	416	400	388	381	397	1,981

Tabla 13 Consumo de Combustibles en el SIN 2023

Consumo de combustibles													
Concepto	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Sistema Interconectado Nacional													
Combustóleo (Mb)	1,831	1,614	1,788	1,729	1,873	1,794	2,000	2,040	1,739	1,440	1,753	1,931	21,531
Gas (MMMpc)	92	85	97	100	121	120	125	130	118	111	98	95	1,291
Diesel (m3)	13,253	11,701	12,956	12,884	19,115	28,525	13,940	19,975	18,124	13,815	12,600	12,976	189,865
Carbón (Mt)	392	349	392	373	392	389	395	398	394	434	393	406	4,707



Tabla 14 Consumo de Combustibles en el SIN 2024

Consumo de combustibles													
Concepto	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Sistema Interconectado Nacional													
Combustóleo (Mb)	1,853	1,641	1,866	1,784	2,204	1,827	2,057	2,021	1,766	1,709	1,634	1,850	22,210
Gas (MMMpc)	99	91	106	111	128	127	131	136	122	115	102	94	1,360
Diesel (m3)	13,148	12,746	13,464	25,837	46,716	51,636	37,422	43,380	42,666	22,462	12,558	12,952	334,987
Carbón (MTon)	387	357	385	362	392	383	397	398	382	393	376	387	4,601

Baja California

Tabla 15 Consumo de Combustibles en BCA 2022

Consumo de combustibles						
Concepto	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Baja California Norte						
Combustóleo (Mb)	0	0	0	0	0	0
Gas (MMMpc)	8	7	6	5	5	38
Diesel (m3)	233	225	164	159	164	1,178

Tabla 16 Consumo de Combustibles en BCA 2023

Consumo de combustibles													
Concepto	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Baja California Norte													
Combustóleo (Mb)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas (MMMpc)	5	5	5	6	6	10	13	13	11	7	6	6	91
Diesel (m3)	165	149	165	160	232	224	232	232	224	165	160	165	2,273

Tabla 17 Consumo de Combustibles en BCA 2024

Consumo de combustibles													
Concepto	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Baja California Norte													
Combustóleo (MBD)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
Gas (MMMpc)	6	6	6	6	7	9	12	13	10	7	6	6	93
Diesel (m3/día)	165	160	165	160	232	224	232	232	224	165	160	165	2,283



Baja California Sur

Tabla 18 Consumo de Combustibles en BCS 2022

Concepto	Consumo de combustibles					Total
	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
Baja California Sur						
Combustóleo (Mb)	360	330	285	246	214	1,788
Gas (MMMpc)	0	0	0	0	0	0
Diesel (m3)	13,578	12,972	15,534	8,692	3,022	65,907

Tabla 19 Consumo de Combustibles en BCS 2023

Consumo de combustibles														
Concepto	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	
Baja California Sur														
Combustóleo (Mb)	202	176	149	156	171	210	298	310	288	260	189	155	2,563	
Gas (MMMpc)	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	6	
Diesel (m3)	1,581	1,064	722	1,305	1,696	2,507	7,011	7,645	5,936	4,511	2,377	1,043	37,397	

Tabla 20 Consumo de Combustibles en BCS 2024

Consumo de combustibles														
Concepto	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	
Baja California Sur														
Combustóleo (Mb)	152	137	158	168	186	225	310	322	297	248	195	164	2,563	
Gas (MMMpc)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	7	
Diesel (m3)	350	328	431	876	1,123	3,714	8,789	9,343	6,622	5,502	1,891	557	39,525	

Gestión de los Recursos de energía Limitada

Generación Hidroeléctrica

A continuación, se presentan los resultados principales asociados con la operación de los embalses Hidro Mayor, inicialmente se muestra la evolución de los volúmenes almacenados al inicio de cada mes y posteriormente se presentan los bloques de generación junto con los caudales turbinados.

Las centrales hidroeléctricas que se clasifican como Recurso de Energía Limitada se ubican en 5 cuencas hidrológicas (Figura 1):

- Cuenca del Río Grijalva
- Cuenca del Río Balsas
- Cuenca del Río Santiago
- Cuenca del Río Moctezuma
- Cuenca del Río Papaloapan

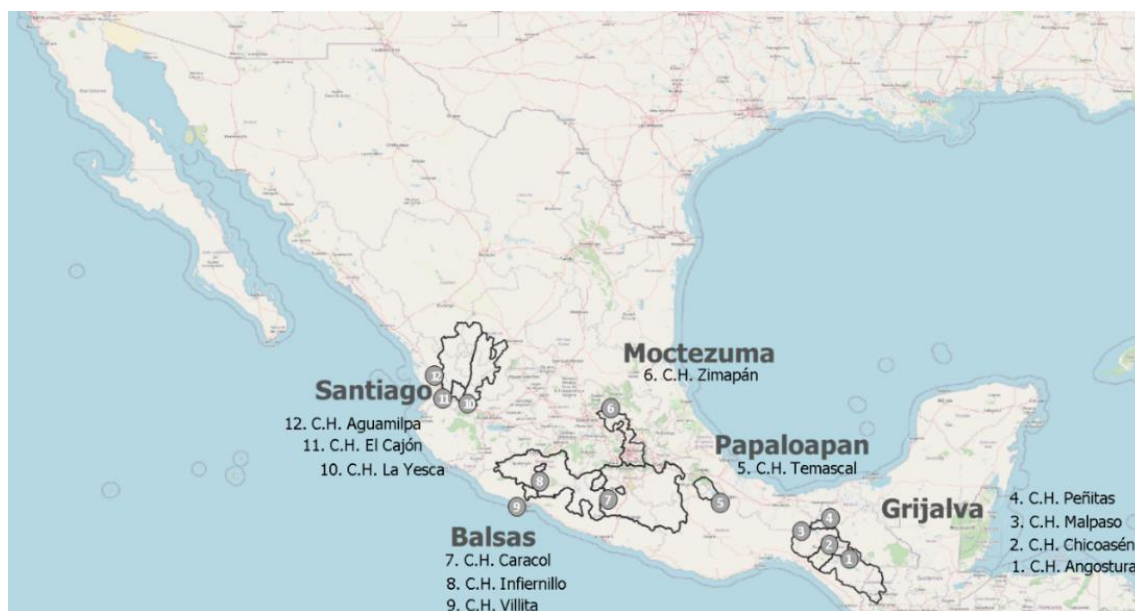


Figura 1 Ubicación de las cuencas hidrológicas



Cuenca del Río Grijalva

Central Hidroeléctrica Angostura

En la Figura 2 se presenta la evolución de los niveles de almacenamiento correspondiente al embalse de Angostura, la evolución del nivel permite contener las avenidas probables de presentarse durante el segundo semestre del año.



Figura 2 Evolución del nivel de almacenamiento de Angostura

Tabla 21 Central Hidroeléctrica Angostura

Mes	Nivel (msnm)			Generación (GWh)			Turbinado (m3/s)			Aport. (Mm3)		
	L_INF	Media	L_SUP	L_INF	Media	L_SUP	L_INF	Media	L_SUP	L_INF	Media	L_SUP
ENE		526.1			120			157			129	
FEB		525.6			93			153			128	
MAR		525.1			130			195			88	
ABR		524.2			202			355			182	
MAY		522.6			356			560			128	
JUN		519.7		319	322	326	515	521	527	603	685	767
JUL	518.0	518.2	518.3	196	214	233	311	340	369	961	1059	1157
AGO	518.2	518.5	518.8	243	258	273	384	408	432	1314	1461	1607
SEP	518.8	519.3	519.8	300	319	337	488	518	548	2135	2322	2508
OCT	520.5	521.3	522.2	313	328	344	482	506	530	2007	2148	2288
NOV	521.9	522.9	523.9	103	127	151	159	194	228	726	778	830
DIC	522.6	523.5	524.5	194	216	237	291	320	350	422	447	472
ENE_23	521.7	522.7	523.6									
Total				2,569	2,686	2,803	4,050	4,227	4,404	8,823	9,554	10,285



Central Hidroeléctrica Chicoasén

Chicoasén es un embalse de pequeña capacidad de almacenamiento (205.98 Mm³) en comparación con los grandes embalses ubicados aguas arriba (Angostura y Malpaso). A continuación, se muestra la evolución de los niveles de almacenamiento correspondientes al embalse en cuestión.



Figura 3 Evolución del nivel de almacenamiento de Chicoasén

Tabla 22 Central Hidroeléctrica Chicoasén

Mes	Nivel (msnm)			Generación (GWh)			Turbinado (m3/s)			Aport. (Mm3)		
	L_INF	Media	L_SUP	L_INF	Media	L_SUP	L_INF	Media	L_SUP	L_INF	Media	L_SUP
ENE		391.1			238			218			168	
FEB		391.3			187			184			74	
MAR		391.3			248			217			61	
ABR		391.4			390			394			92	
MAY		390.9			709			611			145	
JUN		391.3		788	800	812	633	643	653	318	335	352
JUL	391.9	392.1	392.2	542	585	628	420	453	487	253	279	305
AGO	390.6	390.8	390.9	649	684	720	506	534	561	309	351	392
SEP	390.8	390.9	391.1	854	881	908	688	709	731	505	563	622
OCT	391.3	391.5	391.7	797	825	853	619	641	663	363	399	435
NOV	391.7	391.9	392.1	264	311	358	212	249	286	138	152	166
DIC	392.3	392.4	392.4	422	461	500	326	356	386	91	97	102
ENE_23	392.3	392.4	392.4									
Total				6,089	6,319	6,550	5,029	5,210	5,392	2,518	2,717	2,916



Central Hidroeléctrica Malpaso

Malpaso representa el segundo embalse con mayor capacidad de almacenamiento a nivel nacional, después de Angostura, y del mismo modo que las centrales ubicadas aguas arriba, su operación se encuentra restringida por las extracciones programadas en la central hidroeléctrica Peñitas. En la Figura 4 se aprecia la evolución de los niveles de almacenamiento para los próximos 3 años.

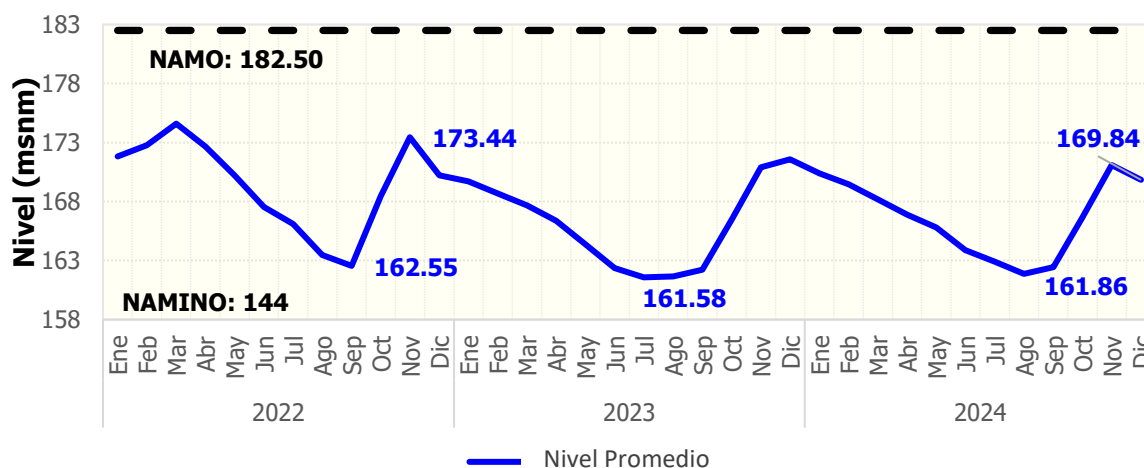


Figura 4 Evolución del nivel de almacenamiento de Malpaso

Tabla 23 Central Hidroeléctrica Malpaso

Mes	Nivel (msnm)			Generación (GWh)			Turbinado (m3/s)			Aport. (Mm3)		
	L_INF	Media	L_SUP	L_INF	Media	L_SUP	L_INF	Media	L_SUP	L_INF	Media	L_SUP
ENE		171.8			134			276			414	
FEB		172.8			106			232			611	
MAR		174.6			289			548			362	
ABR		172.7			332			719			177	
MAY		170.2			452			932			171	
JUN		167.6		459	466	472	943	958	972	364	434	505
JUL	165.8	166.1	166.4	431	440	450	875	892	909	464	530	596
AGO	162.9	163.5	164.0	376	391	407	790	817	844	470	525	581
SEP	162.0	162.6	163.1	229	252	275	501	547	593	897	1009	1120
OCT	167.8	168.5	169.1	242	267	292	474	520	565	872	982	1092
NOV	172.9	173.4	174.0	391	405	420	750	776	802	458	515	572
DIC	169.4	170.2	171.1	267	298	329	508	563	619	381	418	454
ENE_23	169.0	169.7	170.4							346.0	386.3	426.6
Total				3,709	3,833	3,957	7,548	7,780	8,011	5,640	6,147	6,655



Central Hidroeléctrica Peñitas

La central hidroeléctrica Peñitas restringe la operación de las centrales ubicadas aguas arriba debido a dos factores principales, el principal corresponde a que se limita el gasto turbinado a un valor inferior a la capacidad de máxima de la central ($1,336 \text{ m}^3/\text{s}$), como resultado de no disponer de las condiciones adecuadas aguas abajo que permitan evacuar extracciones superiores a $1,000 \text{ m}^3/\text{s}$.

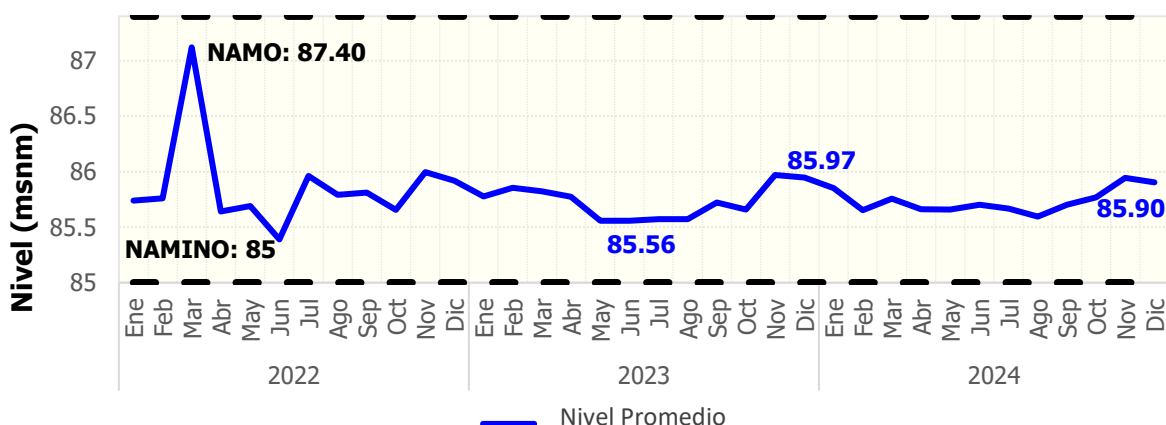


Figura 5 Evolución del nivel de almacenamiento de Peñitas

Tabla 24 Central Hidroeléctrica Peñitas

Mes	Nivel (msnm)			Generación (GWh)			Turbinado (m3/s)			Aport. (Mm3)		
	L_INF	Media	L_SUP	L_INF	Media	L_SUP	L_INF	Media	L_SUP	L_INF	Media	L_SUP
ENE		85.7			88			412			366	
FEB		85.8			96			484			684	
MAR		87.1			143			661			222	
ABR		85.6			153			780			160	
MAY		85.7			194			959			56	
JUN		85.4		216	216	216	990	990	990	98	125	152
JUL	85.9	86.0	86.0	223	225	226	975	981	987	231	262	292
AGO	85.7	85.8	85.9	201	206	211	883	904	924	248	274	299
SEP	85.7	85.8	85.9	152	161	170	691	729	767	471	522	573
OCT	85.6	85.7	85.7	170	178	186	748	784	820	717	779	840
NOV	85.9	86.0	86.1	204	209	215	920	944	967	383	429	476
DIC	85.9	85.9	85.9	147	160	173	642	699	755	322	355	389
ENE_23	85.7	85.8	85.8									
Total				1,987	2,028	2,070	9,145	9,327	9,506	3,959	4,235	4,510



Cuenca del Río Balsas

Central Hidroeléctrica Caracol

El embalse de Caracol es un embalse de pequeña capacidad de almacenamiento (650.63 Mm³) cuya operación a lo largo del año se programa para alcanzar niveles objetivo al inicio de cada mes tal como se aprecia en la Figura 6.

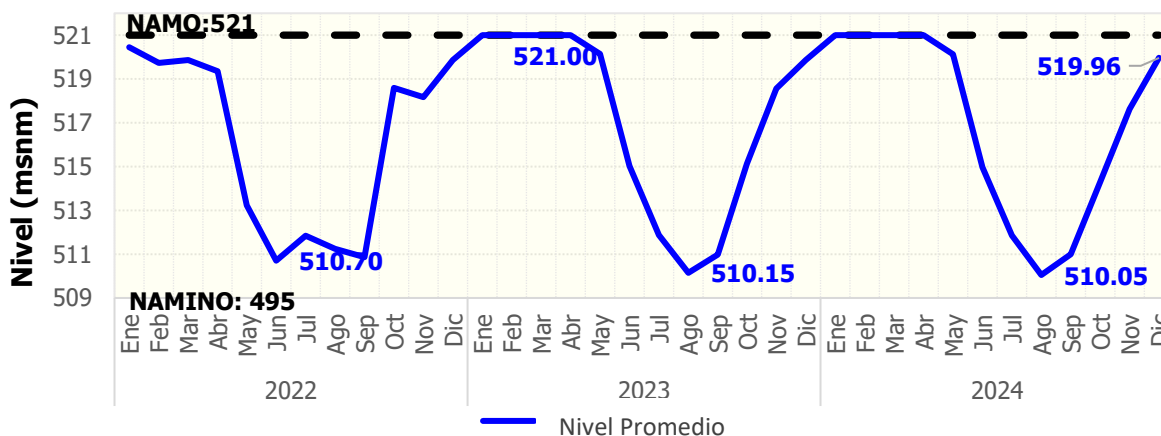


Figura 6 Evolución del nivel de almacenamiento de Caracol

Tabla 25 Central Hidroeléctrica Caracol

Mes	Nivel (msnm)			Generación (GWh)			Turbinado (m3/s)			Aport. (Mm3)		
	L_INF	Media	L_SUP	L_INF	Media	L_SUP	L_INF	Media	L_SUP	L_INF	Media	L_SUP
ENE		520.5			41			62			134	
FEB		519.7			21			36			91	
MAR		519.9			28			42			91	
ABR		519.4			64			113			66	
MAY		513.2			56			94			175	
JUN		510.7		86	97	108	145	164	182	407	458	508
JUL	511.7	511.9	512.0	164	179	195	266	290	315	699	767	835
AGO	510.6	511.2	511.9	171	189	207	279	306	334	735	811	887
SEP	510.2	510.9	511.5	173	193	213	292	324	355	1030	1126	1222
OCT	517.9	518.6	519.3	139	159	179	208	237	267	543	616	689
NOV	517.8	518.2	518.6	39	46	54	61	72	83	230	254	278
DIC	519.8	519.9	519.9	34	37	40	50	55	60	180	193	206
ENE_23	521.0	521.0	521.0									
Total				1,016	1,110	1,205	1,647	1,794	1,942	4,382	4,782	5,182



Central Hidroeléctrica Infiernillo

Infiernillo es el embalse con mayor capacidad de almacenamiento (4,843.75 Mm³) ubicado en la cuenca del Río Balsas, en la siguiente Figura se observa la evolución de niveles.

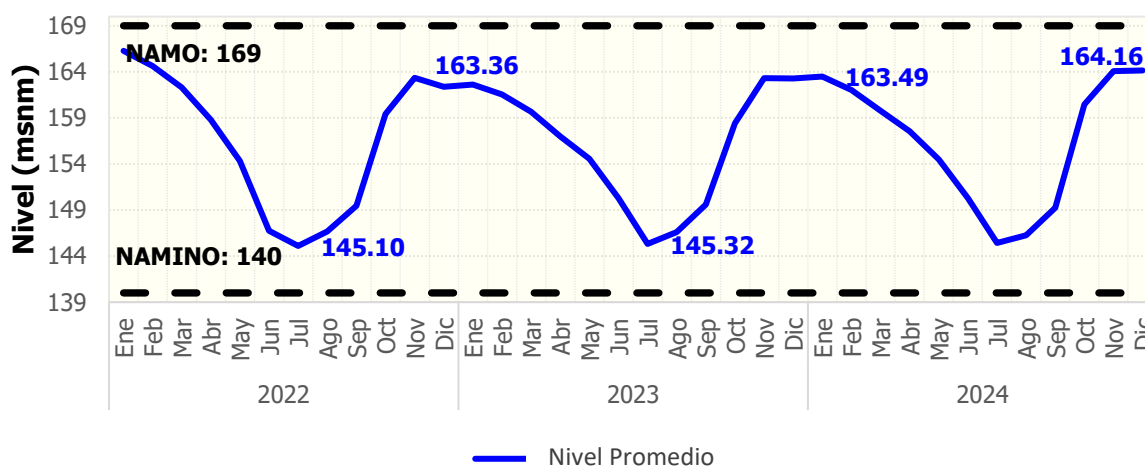


Figura 7 Evolución del nivel de almacenamiento de Infiernillo

Tabla 26 Central Hidroeléctrica Infiernillo

Mes	Nivel (msnm)			Generación (GWh)			Turbinado (m3/s)			Aport. (Mm3)		
	L_INF	Media	L_SUP	L_INF	Media	L_SUP	L_INF	Media	L_SUP	L_INF	Media	L_SUP
ENE		166.3			210			303			165	
FEB		164.6			217			345			109	
MAR		162.3			258			398			65	
ABR		158.8			301			531			78	
MAY		154.3			323			624			64	
JUN		146.8		233	250	267	406	436	466	441	497	552
JUL	145.0	145.1	145.2	439	455	471	756	783	810	1471	1597	1722
AGO	146.1	146.7	147.3	444	467	490	751	786	820	1668	1836	2004
SEP	148.5	149.4	150.4	265	313	362	439	517	594	2386	2643	2900
OCT	158.7	159.4	160.1	264	297	331	386	434	482	1414	1555	1695
NOV	162.6	163.4	164.1	238	264	290	345	381	418	458	514	570
DIC	161.8	162.4	163.0	93	116	139	131	162	194	303	330	356
ENE_23	162.2	162.6	163.1									
Total				3,285	3,473	3,660	5,415	5,700	5,985	8,623	9,452	10,281



Central Hidroeléctrica Villita

Villita representa un embalse de pequeña capacidad (221.19 Mm³) cuya operación se programa para extraer los volúmenes provenientes de la central hidroeléctrica Infiernillo, y mantener el nivel del embalse alrededor de la cota 50 m.s.n.m. tal como se muestra en la Figura 8.

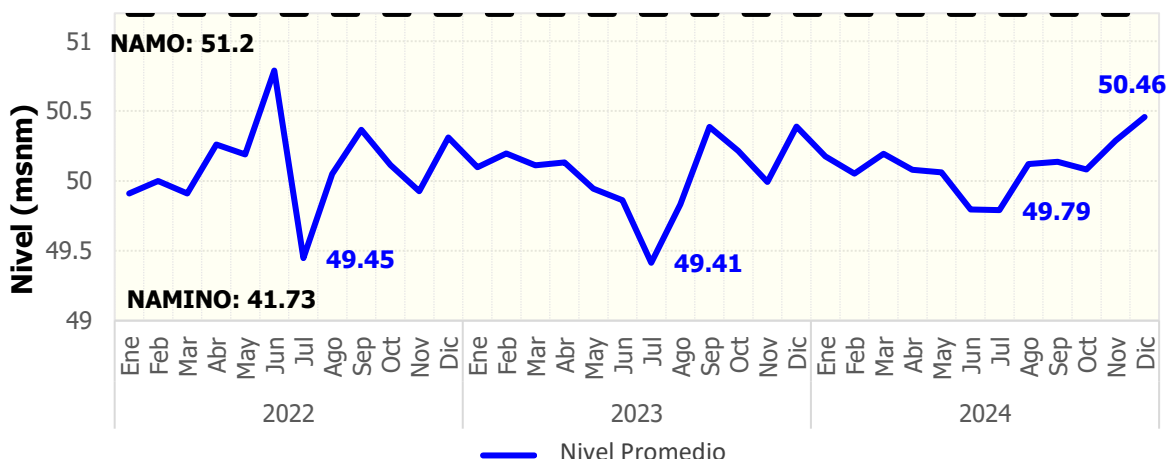


Figura 8 Evolución del nivel de almacenamiento de Villita

Tabla 27 Central Hidroeléctrica Villita

Mes	Nivel (msnm)			Generación (GWh)			Turbinado (m3/s)		
	L_INF	Media	L_SUP	L_INF	Media	L_SUP	L_INF	Media	L_SUP
ENE		49.9			84			302	
FEB		50.0			88			346	
MAR		49.9			110			394	
ABR		50.3			133			532	
MAY		50.2			153			617	
JUN		50.8		115	124	133	418	450	481
JUL	49.1	49.4	49.8	207	213	220	747	771	795
AGO	50.0	50.0	50.1	206	213	221	733	760	787
SEP	50.3	50.4	50.5	112	129	146	407	469	530
OCT	50.0	50.1	50.2	109	122	135	386	433	481
NOV	49.9	49.9	50.0	92	102	112	341	377	413
DIC	50.2	50.3	50.4	38	47	56	133	164	196
ENE_23	50.0	50.1	50.2						
Total				1,446	1,518	1,591	5,356	5,615	5,874

Nota: La cuenca hidrológica de Villita es de pequeña capacidad.



Cuenca del Río Santiago

Central Hidroeléctrica La Yesca

La Yesca es el segundo embalse que compone la cuenca del río Santiago, y posee características particulares asociadas con su operación, tal es el caso de la restricción de descenso de 65 cm/día con el objetivo de evitar desgajamientos en las laderas del embalse. Dicha restricción se ve reflejada en el gasto máximo que se puede turbinar, el cual es del orden de 147 m³/s.

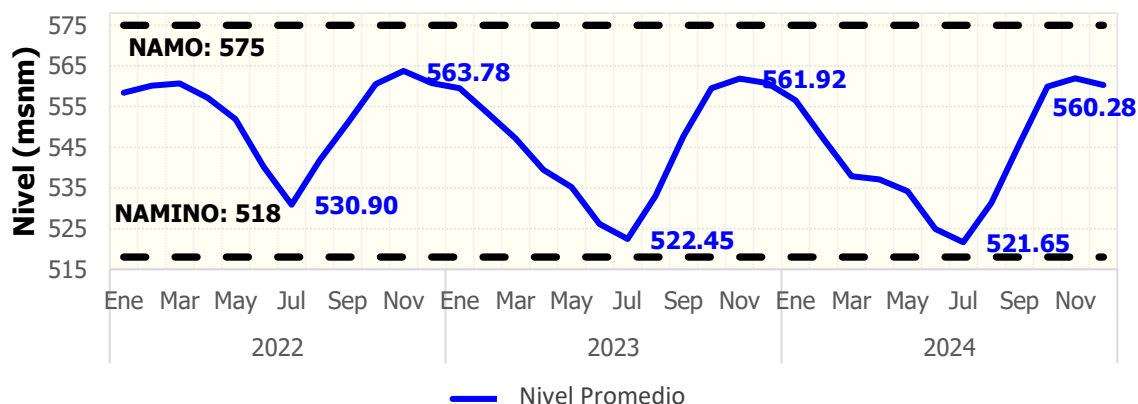


Figura 9 Evolución del nivel de almacenamiento de La Yesca

Tabla 28 Central Hidroeléctrica La Yesca

Mes	Nivel (msnm)			Generación (GWh)			Turbinado (m3/s)			Aport. (Mm3)		
	L_INF	Media	L_SUP	L_INF	Media	L_SUP	L_INF	Media	L_SUP	L_INF	Media	L_SUP
ENE		558.4			10			11			10	
FEB		560.1			46			44			20	
MAR		560.7			57			51			15	
ABR		557.2			83			83			28	
MAY		551.9			148			160			45	
JUN		540.2		144	144	144	147	147	147	64	72	79
JUL	530.0	530.9	531.8	128	133	138	134	140	145	237	283	329
AGO	539.0	541.8	544.6	133	141	148	130	137	143	262	308	354
SEP	548.3	551.0	553.7	136	143	151	129	136	143	312	345	378
OCT	558.0	560.6	563.1	99	114	130	83	95	108	132	151	170
NOV	561.9	563.8	565.7	104	118	132	90	102	113	35	45	54
DIC	559.5	560.8	562.2	60	68	77	51	58	66	30	44	57
ENE_23	558.4	559.5	560.7									
Total				1,146	1,205	1,264	1,113	1,164	1,214	1,191	1,365	1,539



Central Hidroeléctrica El Cajón

La central hidroeléctrica de El Cajón posee características similares a las asociadas con La Yesca, en términos de capacidad instalada y en capacidad de almacenamiento, la diferencia principal corresponde a las aportaciones que cada una de las cuencas pueda captar debido a que la cuenca hidrológica asociada con El Cajón es menor a la de La Yesca.

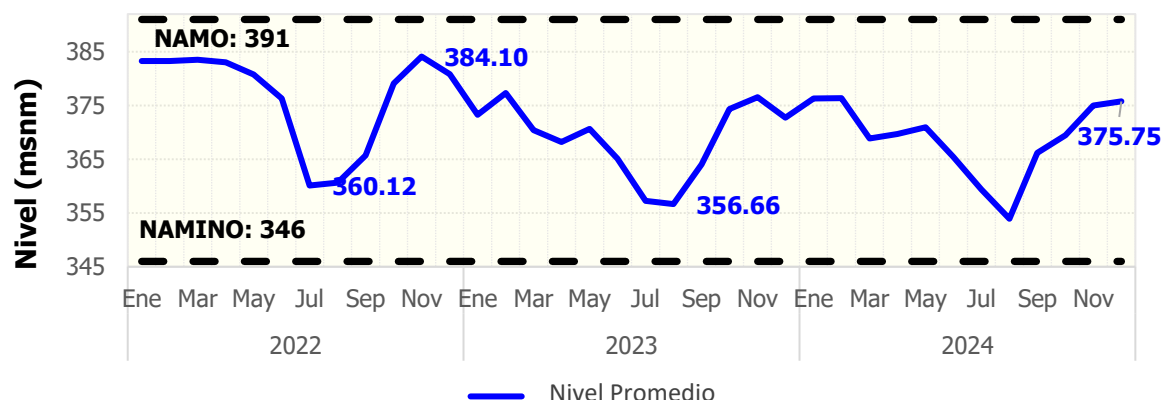


Figura 10 Evolución del nivel de almacenamiento de El Cajón

Tabla 29 Central Hidroeléctrica El Cajón

Mes	Nivel (msnm)			Generación (GWh)			Turbinado (m3/s)			Aport. (Mm3)		
	L_INF	Media	L_SUP	L_INF	Media	L_SUP	L_INF	Media	L_SUP	L_INF	Media	L_SUP
ENE		383.3			6			14			8	
FEB		383.3			35			46			11	
MAR		383.5			62			64			19	
ABR		383.0			118			129			34	
MAY		380.8			212			235			35	
JUN		376.3		340	360	381	332	352	372	66	74	83
JUL	358.5	360.1	361.7	209	236	263	221	249	277	232	278	324
AGO	358.4	360.7	362.9	200	234	267	209	242	275	279	336	394
SEP	363.5	365.7	368.0	104	140	175	106	142	178	249	287	324
OCT	377.2	379.1	381.0	77	102	128	69	91	113	105	125	145
NOV	382.4	384.1	385.8	157	181	206	143	165	187	34	45	55
DIC	379.1	380.8	382.5	169	189	209	153	170	187	33	46	59
ENE_23	371.9	373.3	374.7									
Total				1,689	1,875	2,061	1,720	1,898	2,076	1,106	1,299	1,492



Central Hidroeléctrica Aguamilpa

La central hidroeléctrica Aguamilpa se encuentra al final de la cascada, y a diferencia del complejo hidroeléctrico del río Grijalva en donde la última central restringe la operación de toda la cuenca, en este caso, Aguamilpa es la central cuyo embalse posee la mayor capacidad de almacenamiento (2,629.31 Mm³).



Figura 11 Evolución del nivel de almacenamiento de Aguamilpa

Tabla 30 Central Hidroeléctrica Aguamilpa

Mes	Nivel (msnm)			Generación (GWh)			Turbinado (m3/s)			Aport. (Mm3)		
	L_INF	Media	L_SUP	L_INF	Media	L_SUP	L_INF	Media	L_SUP	L_INF	Media	L_SUP
ENE		215.6			71			91			24	
FEB		213.8			82			117			22	
MAR		212.2			131			160			15	
ABR		209.7			128			189			63	
MAY		208.7			236			337			71	
JUN		206.4		373	400	427	414	444	474	97	111	125
JUL	203.9	204.8	205.6	194	242	290	211	263	315	479	553	626
AGO	208.7	210.2	211.7	237	279	322	246	289	332	658	748	838
SEP	215.0	216.5	217.9	322	364	405	331	372	414	621	711	801
OCT	215.9	217.2	218.6	173	206	238	171	203	235	209	240	271
NOV	215.4	216.7	218.0	197	219	241	202	224	247	96	117	137
DIC	215.0	216.3	217.6	221	241	260	220	239	257	49	60	72
ENE_23	213.6	215.0	216.5									
Total				2,368	2,601	2,834	2,690	2,929	3,169	2,404	2,735	3,065



Cuenca del Río Papaloapan

Central Hidroeléctrica Temascal

La C.H. Temascal se encuentra sobre el río Papaloapan con la presa Miguel Alemán. Sin embargo, en 1995 se realizó la conexión de los vasos de las presas Miguel Alemán y la presa Cerro de Oro por medio del canal llamado "Pescaditos" para un mayor control de avenidas. El almacenamiento conjunto de los dos vasos es de 8,824.94 Mm3.

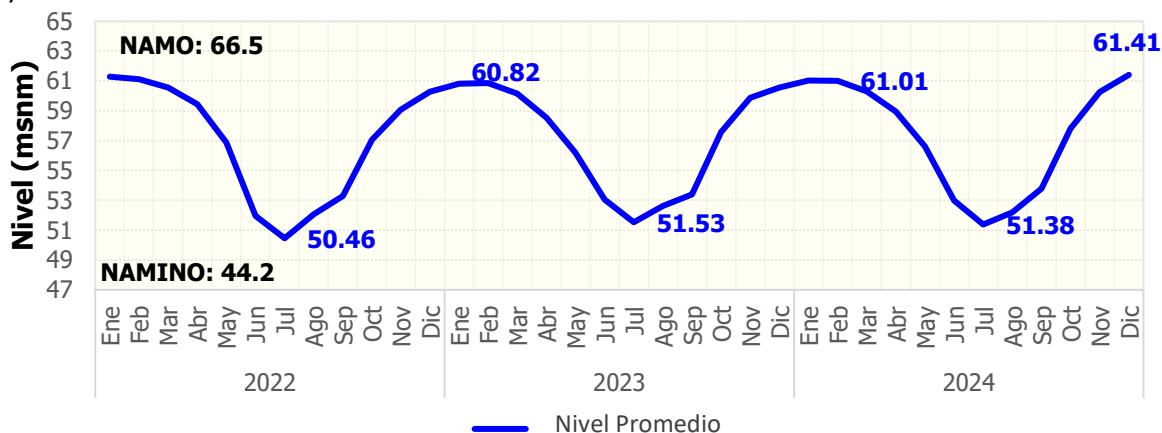


Figura 12 Evolución del nivel de almacenamiento de Temascal

Tabla 31 Central Hidroeléctrica Temascal

Mes	Nivel (msnm)			Generación (GWh)			Turbinado (m3/s)			Aport. (Mm3)		
	L_INF	Media	L_SUP	L_INF	Media	L_SUP	L_INF	Media	L_SUP	L_INF	Media	L_SUP
ENE		61.3			31			103			175	
FEB		61.1			53			182			145	
MAR		60.6			78			275			107	
ABR		59.4			143			604			24	
MAY		56.9			185			1038			33	
JUN		52.0		152	161	169	656	690	725	1264	1369	1474
JUL	50.2	50.5	50.7	176	182	188	768	791	814	2484	2636	2788
AGO	51.7	52.1	52.4	168	177	186	692	727	761	2271	2471	2671
SEP	52.8	53.3	53.7	92	105	118	369	417	465	2535	2732	2930
OCT	56.7	57.1	57.5	85	97	109	296	337	379	1728	1855	1982
NOV	58.7	59.1	59.5	24	28	32	84	96	109	811	865	919
DIC	59.9	60.3	60.6	32	40	49	103	128	153	583	638	692
ENE_23	60.5	60.8	61.2									
Total				1,219	1,279	1,340	5,171	5,389	5,609	12,160	13,050	13,940



Congestión de Enlaces Interregionales

En lo que corresponde al uso de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución este varía principalmente dependiendo de las condiciones de disponibilidad de sus elementos, la distribución de carga y la asignación y despacho del parque de generación por lo que el resultado más representativo de uso a considerar es la congestión. A continuación, se indican los enlaces que presentan congestión para el escenario de Planeación Operativa.

Con base en los resultados obtenidos de flujos de potencia de enlaces entre regiones se analizaron todos los valores de flujo correspondientes a la demanda máxima integrada mensual (escalón 8). Por lo cual se reportan aquellos corredores de transmisión que presentan una mayor congestión para los meses y mantienen con mayor frecuencia valores igual a su límite máximo de transferencia de potencia. Cabe mencionar que en algunos enlaces su congestión de flujo se presenta en algún otro escalón y no necesariamente en el escalón 8, dadas las condiciones de demanda.

Escenario agosto 2022.- diciembre 2024

GCR Peninsular

- Enlace Valladolid-Cancún (VAD-CNC): Derivado de los resultados de este escenario se prevé que en algunos meses se presentaría una congestión en la dirección Valladolid hacia Cancún, debido a la alta demanda que se tiene en la zona turística de Cancún y que depende en gran medida de la generación de la zona de Valladolid.
- Enlace Santa Lucia-Lerma (SLC-LRA): En este enlace se prevé una congestión para algunos meses del periodo de estudio, dado que son líneas de transmisión que transportan flujo hacia la península.



GCR Central

- Enlace Carapan - Valle de Bravo (CRP-VDB): Ante una alta disponibilidad de la generación en la Región de Control Occidental, se prevé congestión en el enlace de transmisión.

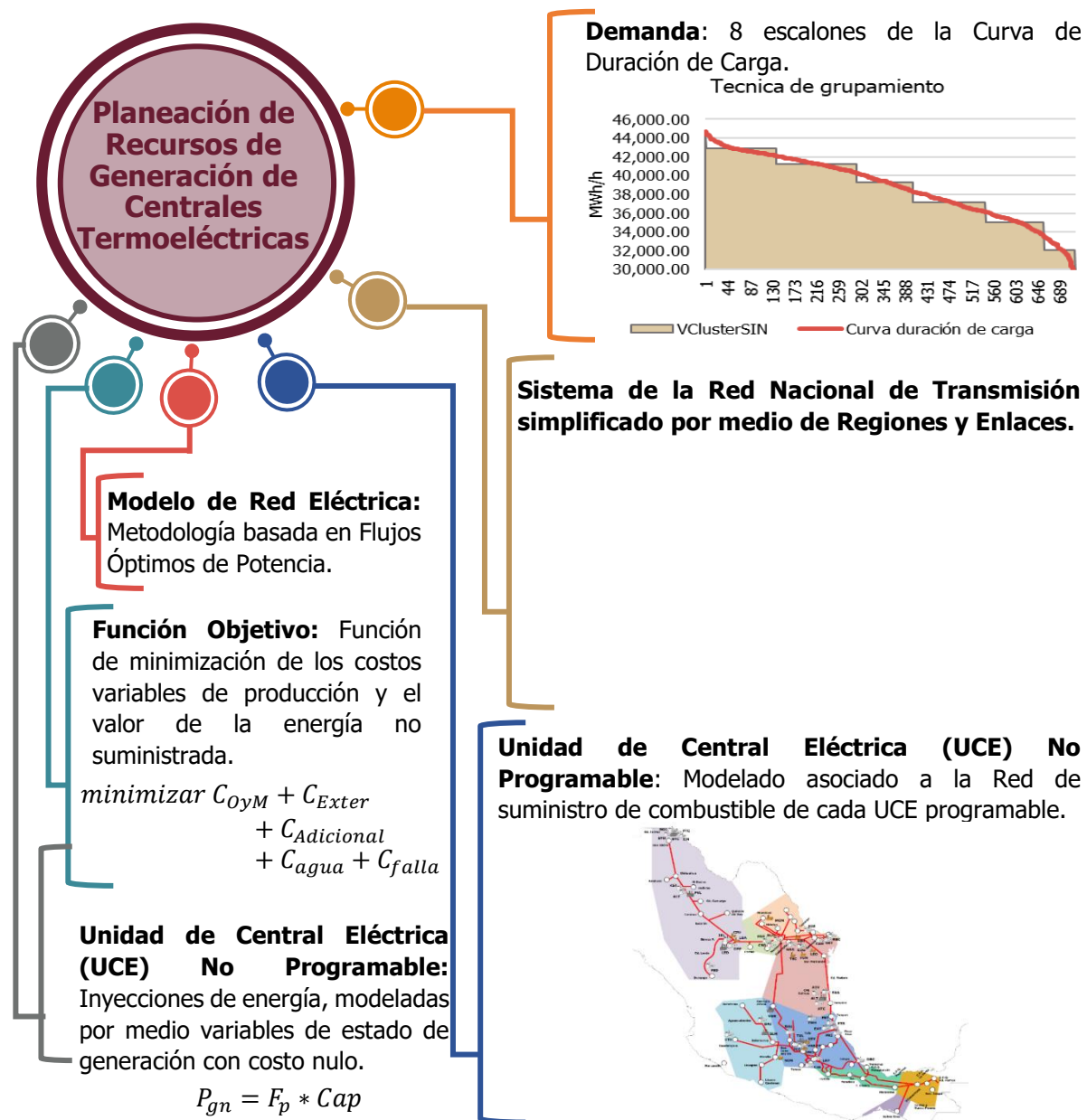
GCR Noreste

- Enlace Reynosa – Monterrey (RYN-MTY) y Reynosa – Nuevo Laredo (RYN-NLD): En ambos enlaces se estima una congestión para los meses de julio a septiembre derivado de la alta demanda de verano procedente de la zona de Monterrey y de Nuevo Laredo.
- Enlaces Rio Escondido – Chihuahua (REC-CHH) y Saltillo – Laguna (SLL-LGA): donde la congestión de ambos enlaces deriva de la alta generación que se tiene en la GCR Noreste y que se importa hacia las GCR Norte y Oriental.



Consideraciones

El Reporte Anual de Planeación Operativa de Mediano Plazo determina el uso óptimo de los recursos de generación (Centrales Térmicas y Centrales Hidroeléctricas) tomando en cuenta los siguientes elementos:



Precios de combustibles

El pronóstico de precios de referencia de combustibles es realizado de acuerdo con los índices de precios de referencia utilizados en Evaluación de Consistencia de Ofertas (ECO) del Mercado Eléctrico Mayorista, periodo agosto 2022 - agosto 2025.

Figura 14 Pronóstico de precios promedio por tipo de combustible (USD/MMBtu)

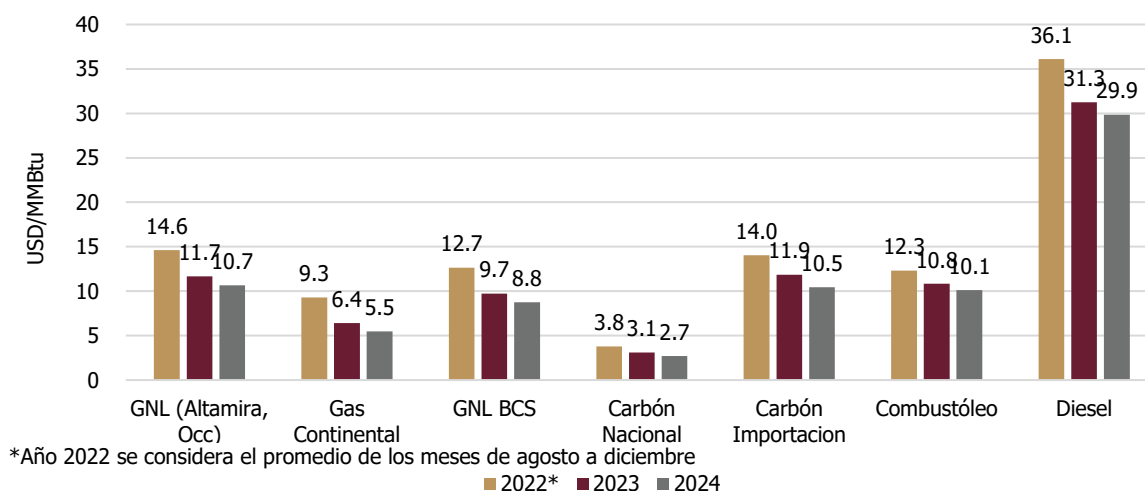
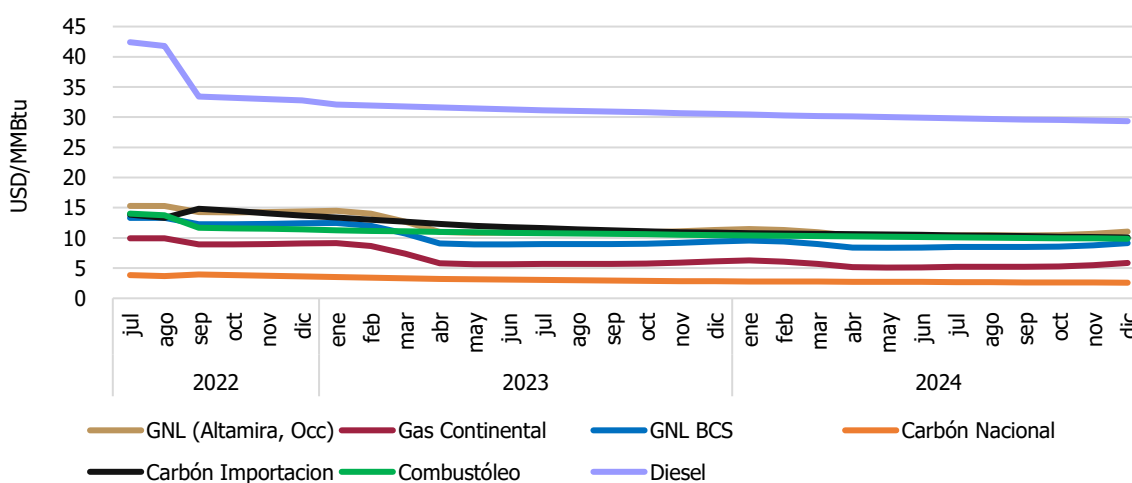


Figura 15 Pronóstico de precios mensuales por tipo de combustible 2022-2023 (USD/MMBtu)



Capacidad Instalada

Evolución de la Capacidad Instalada por Tipo de Tecnología y por Sistema

La capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional con corte al mes de julio del 2022 es de 85,663.4 MW en operación, siendo el Ciclo Combiando el tipo de tecnología con mayor proporción de capacidad instalada en el sistema. En la Figura 16 se muestran los montos de capacidad instalada para los diferentes tipos de tecnologías y su porcentaje de participación en la matriz energética del sistema.

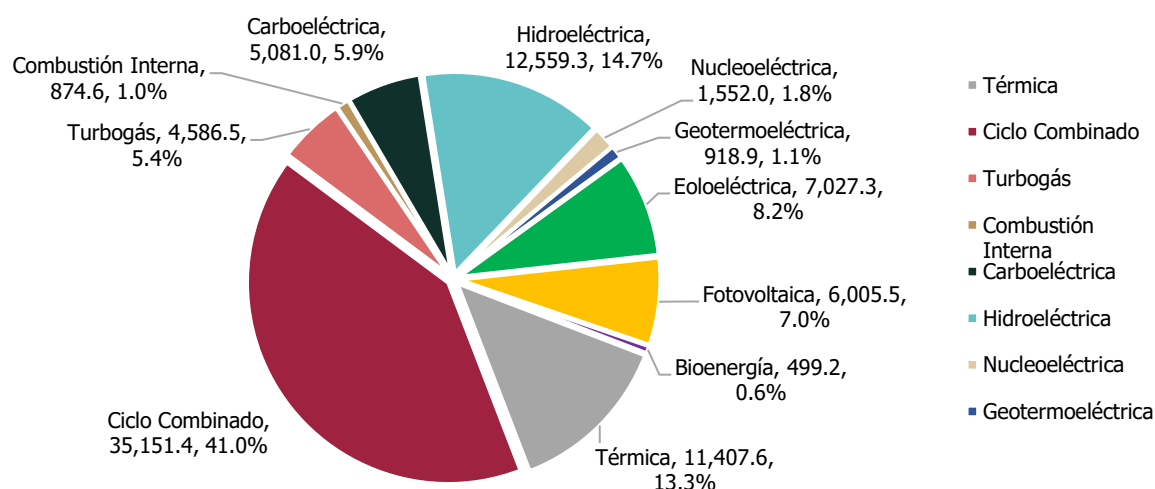


Figura 16 Capacidad Instalada en el Sistema Eléctrico Nacional, julio 2022 (MW, %)

En el año 2023 y 2024 se proyecta un crecimiento, para el 2023 de 4,165.20 MW respecto al 2022 y para el 2024 de 866.40 MW respecto al 2023. En donde se espera que este crecimiento de capacidad instalada se encuentre en el Ciclo Combiando, con un crecimiento del 8.5% respecto al 2022, así como, en la capacidad de la generación renovable, con un 5.28% en la generación Eoloeléctrica y 13.1% en Fotovoltaica. Lo anterior se puede observar en las siguientes tablas.

Tabla 33 Capacidad Instalada, Sistema Eléctrico Nacional (MW)

Capacidad Instalada por Tipo de Tecnología (MW)				
Sistema Eléctrico Nacional				
Tipo de Tecnología	2022	2023	2024	
Térmica	11,407.6	11,407.6	11,407.6	
Ciclo Combinado	36,615.3	38,139.3	40,474.9	
Turbogás	4,835.6	4,835.6	4,835.6	
Combustión Interna	1,173.6	1,608.6	1,608.6	
Carboeléctrica	5,081.0	5,081.0	5,081.0	
Hidroeléctrica	12,615.2	12,653.2	12,773.2	
Nucleoeléctrica	1,552.0	1,552.0	1,552.0	
Geotermoeléctrica	918.9	918.9	918.9	
Eoloeléctrica	7,907.3	8,040.3	8,201.9	
Fotovoltaica	9,490.6	9,640.6	10,179.6	
Bioenergía	499.2	499.2	499.2	
Total	92,096.5	94,376.5	97,532.7	

En la Figura 17 se muestran las cantidades de capacidad instalada en el Sistema Interconectado Nacional para los diferentes tipos de tecnologías y su porcentaje de participación en la matriz energética del sistema con corte al mes de julio del 2022.

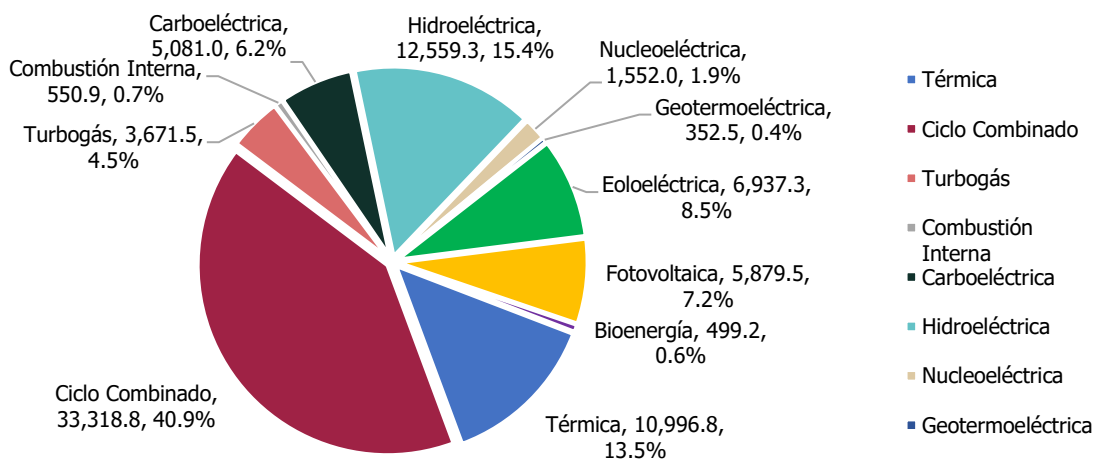


Figura 17 Capacidad Instalada en el Sistema Interconectado Nacional, julio 2022 (MW, %)

La capacidad instalada en el Sistema Interconectado Nacional con corte al mes de julio de 2022 es de 87,354.9 MW.

Tabla 34 Capacidad Instalada, Sistema Interconectado Nacional (MW)

Capacidad Instalada por Tipo de Tecnología (MW)			
Sistema Interconectado Nacional			
Tipo de Tecnología	2022	2023	2024
Térmica	10,996.8	10,996.8	10,996.8
Ciclo Combinado	34,782.7	36,306.7	38,642.3
Turbogás	3,691.6	3,691.6	3,691.6
Combustión Interna	631.9	636.9	636.9
Carboeléctrica	5,081.0	5,081.0	5,081.0
Hidroeléctrica	12,615.2	12,653.2	12,773.2
Nucleoeléctrica	1,552.0	1,552.0	1,552.0
Geotermoeléctrica	352.5	352.5	352.5
Eoloeléctrica	7,817.3	7,950.3	8,111.9
Fotovoltaica	9,334.6	9,484.6	9,723.6
Bioenergía	499.2	499.2	499.2
Total	87,354.9	89,204.9	92,061.0

En la Figura 18 se muestran las cantidades de capacidad instalada en el Sistema de Baja California para los diferentes tipos de tecnologías y su porcentaje de participación en la matriz energética de su sistema con corte al mes de julio del 2022.

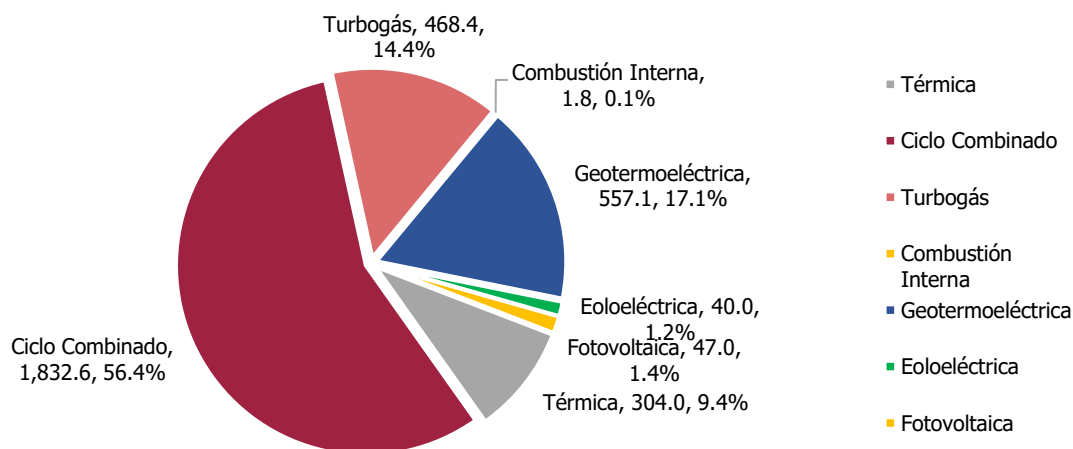


Figura 18 Capacidad Instalada en el Sistema de Baja California (BCA), julio 2022 (MW, %)

Para Baja California, el crecimiento de la capacidad instalada en el 2023 se espera en el tipo de tecnología a base de combustión interna, con un crecimiento para el 2023 del 195.6% respecto al 2022. Adicionalmente para el año 2024 se prevé la

interconexión de la central fotovoltaica C.F.V. Puerto Peñasco con una capacidad de 300 MW.

Tabla 35 Capacidad Instalada, Sistema Baja California (MW)

Capacidad Instalada por Tipo de Tecnología (MW)			
Baja California			
Tipo de Tecnología	2022	2023	2024
Térmica	304.0	304.0	304.0
Ciclo Combinado	1,832.6	1,832.6	1,832.6
Turbogás	641.4	641.4	641.4
Combustión Interna	219.8	649.8	649.8
Carboeléctrica	0.0	0.0	0.0
Hidroeléctrica	0.0	0.0	0.0
Nucleoeléctrica	0.0	0.0	0.0
Geotermoeléctrica	557.1	557.1	557.1
Eoloeléctrica	40.0	40.0	40.0
Fotovoltaica	47.0	47.0	347.0
Bioenergía	0.0	0.0	0.0
Total	3,641.9	4,071.9	4,371.9

En la Figura 19 se muestran las cantidades de capacidad instalada en el Sistema de Baja California Sur (BCS) para los diferentes tipos de tecnologías y su porcentaje de participación en la matriz energética de su sistema con corte al mes de julio del 2022.

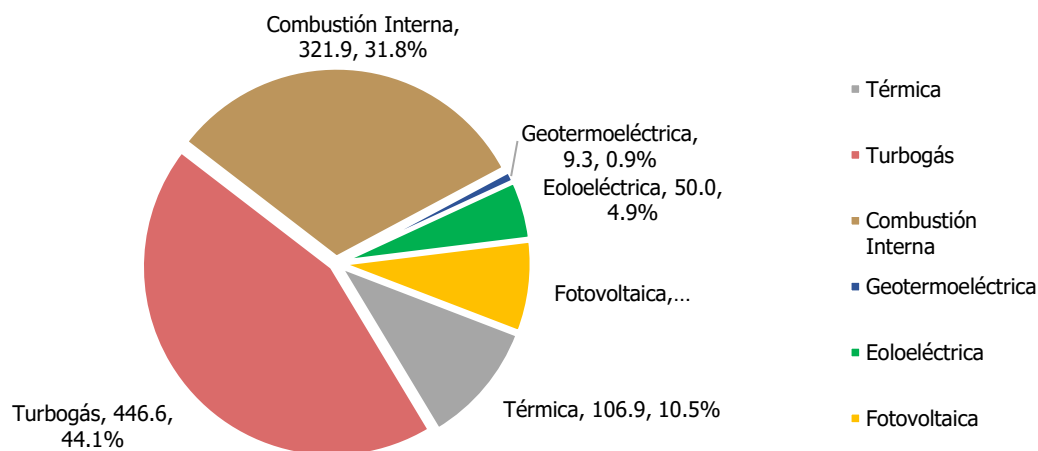


Figura 19 Capacidad Instalada en el Sistema de Baja California Sur (BCS), julio 2022 (MW, %)



Finalmente en la Tabla 36 se muestra la evolución de capacidad instalada para el Sistema de Baja California Sur (incluye la capacidad del sistema de Mulegé). Cabe mencionar que las adiciones de capacidad de este sistema se presentan durante el 2022.

Tabla 36 Capacidad Instalada, Sistema Baja California Sur (MW)

Capacidad Instalada por Tipo de Tecnología (MW)			
Baja California Sur			
Tipo de Tecnología	2022	2023	2024
Térmica	106.9	106.9	106.9
Ciclo Combinado	0.0	0.0	0.0
Turbogás	502.6	502.6	502.6
Combustión Interna	321.9	321.9	321.9
Carboeléctrica	0.0	0.0	0.0
Hidroeléctrica	0.0	0.0	0.0
Nucleoeléctrica	0.0	0.0	0.0
Geotermoeléctrica	9.3	9.3	9.3
Eoloeléctrica	50.0	50.0	50.0
Fotovoltaica	109.0	109.0	109.0
Bioenergía	0.0	0.0	0.0
Total	1,099.7	1,099.7	1,099.7

Programa de Mantenimientos de Unidades Generadoras

El programa de Mantenimientos de Unidades Generadoras contribuye a la distribución de la capacidad de generación a lo largo del año, permitiendo la salida a mantenimiento en los periodos propicios y considerando la capacidad de generación en los periodos en los que más se requiere.

La siguiente gráfica (Figura 20) muestra la capacidad programada y real para mantenimiento en el Sistema Interconectado nacional con corte al mes de julio 2022.



Figura 20 Capacidad de Generación en Mantenimiento, Sistema Interconectado Nacional, 2022

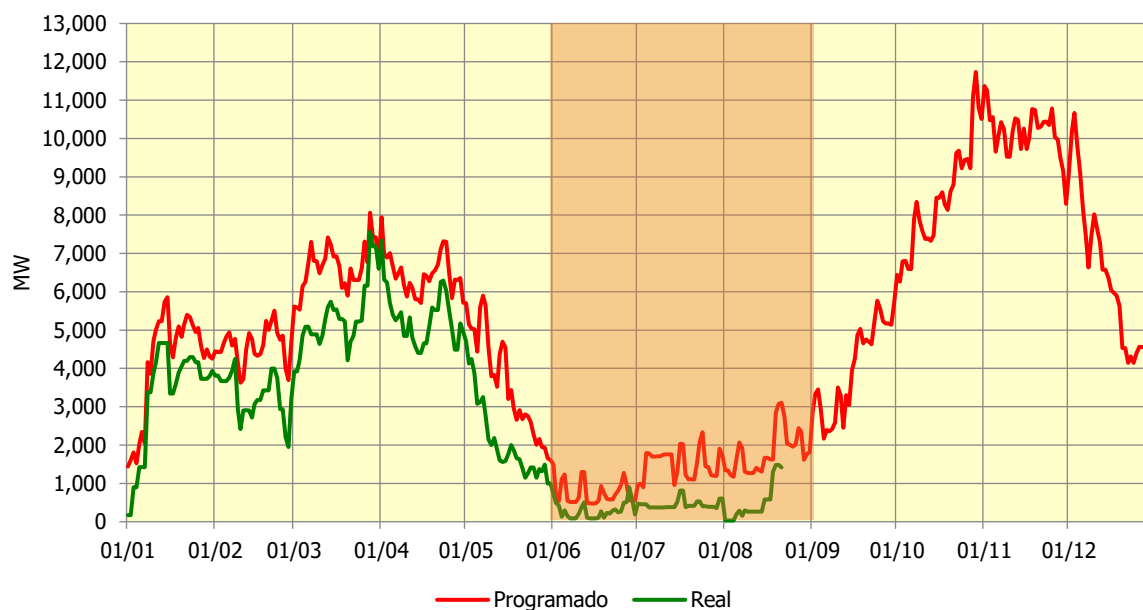


Figura 21 Capacidad de Generación en Mantenimiento, Sistema Interconectado Nacional, 2023

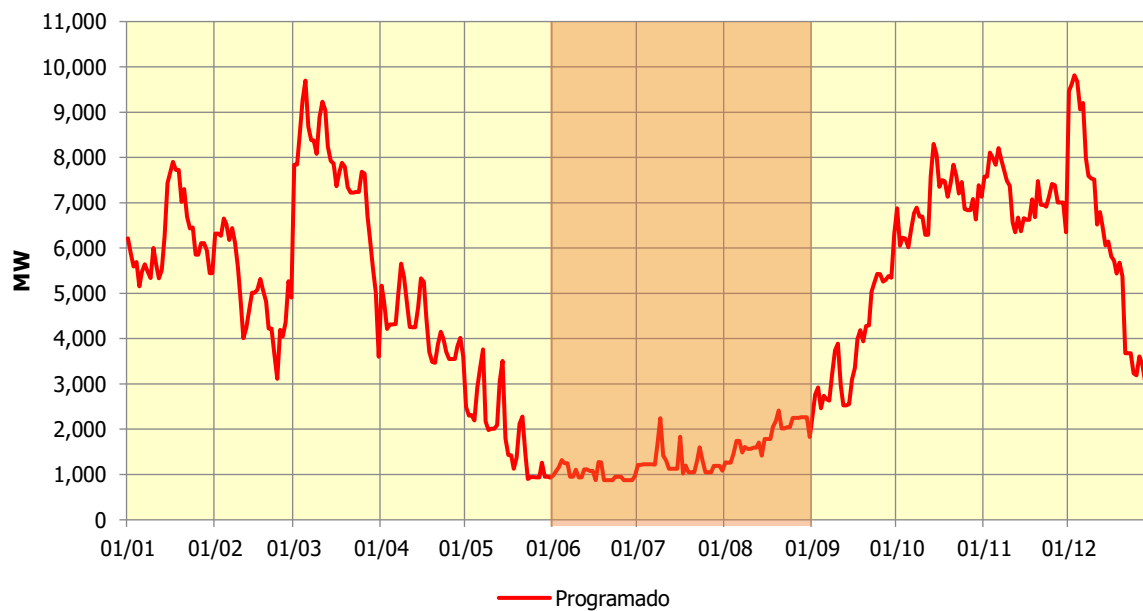
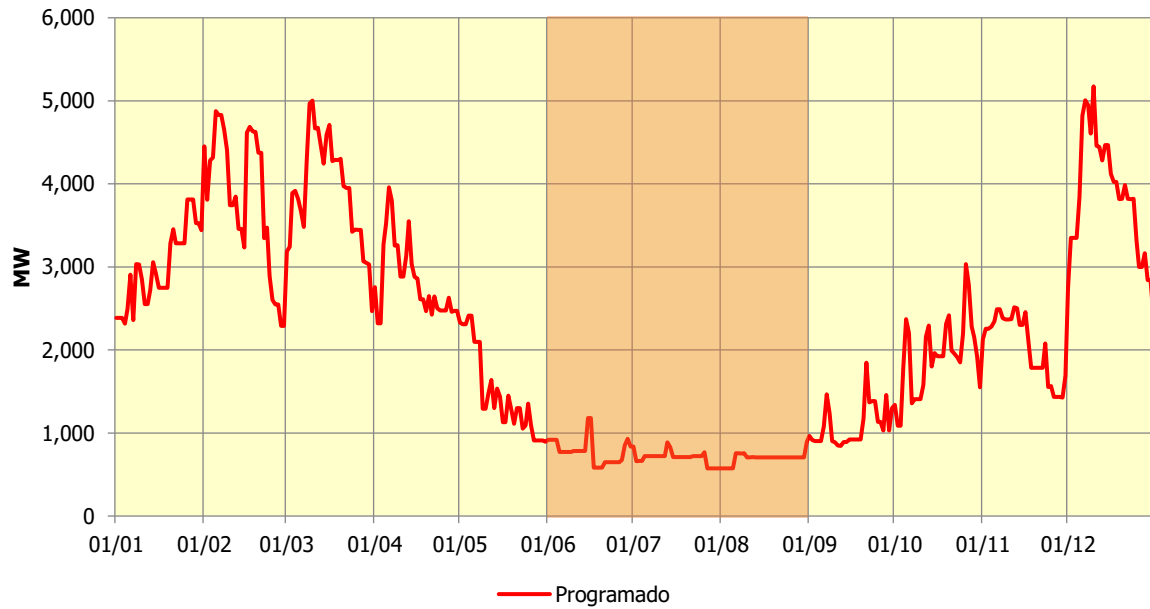




Figura 22 Capacidad de Generación en Mantenimiento, Sistema Interconectado Nacional, 2024





Incorporación de capacidad considerada en el estudio

Para efectos de la elaboración de los estudios de planeación operativa de mediano plazo del Sistema Eléctrico Nacional se consideran los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas a fin de asegurar la Confiabilidad del SEN.

En la Tabla 37, se presenta un resumen de las adiciones propuestas de capacidad instalada por tipo de tecnología y por Gerencia de Control Regional (GCR).

En el ámbito del sistema de Baja California (BCA) los principales estados de la república que serán beneficiados ante la entrada en operación de esta central fotovoltaica serán Sonora y Baja California.

Tabla 37 Capacidad por tipo de Tecnología SEN 2022-2025 (MW)

Gerencia de Control Regional	Ciclo Combinado	Combustión Interna	Biogás	Cogeneración	Eólica	FV-Solar	Hidroeléctrica	Turbogás	Total
Central	631.1	4.5	0.0	18.7	0.0	2.1	0.0	1.1	657.5
Oriental	1,086.4	0.0	0.0	0.0	0.0	830.0	196.0	0.0	2,112.4
Occidental	1,249.2	0.0	0.0	17.2	169.0	979.6	17.9	0.0	2,432.8
Noroeste	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	199.0	0.0	0.0	199.0
Norte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	152.1	0.0	0.0	152.1
Noreste	0.0	0.0	1.8	0.0	934.0	150.0	0.0	0.0	1,085.8
Peninsular	1,524.0	0.0	0.0	0.0	291.6	100.0	0.0	0.0	1,915.6
Baja California	1,364.2	645.0	3.0	0.0	0.0	300.0	0.0	173.0	2,485.2
Baja California Sur	163.2	0.0	0.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	193.2
Total	6,018.0	649.5	4.8	35.9	1,394.6	2,742.8	213.9	174.1	11,233.6



Modelo de Red Eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional

Para los estudios de Planeación Operativa de Mediano Plazo, el modelo de red eléctrica del Sistema Interconectado Nacional, Baja California y Baja California Sur es simplificado por medio del agrupamiento de la Red Nacional de Transmisión dentro de regiones y enlaces, conservando sus características y comportamientos.

A continuación se detalla el modelo utilizado.

Modelo Regionalizado

El modelo de la Red Nacional de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional se encuentra representado para cada uno de los sistemas aislados de la siguiente manera:

- Sistema Interconectado Nacional (SIN): Este sistema se representa por 81 regiones y 131 enlaces interconectados entre sí.
- Sistema de Baja California (BCA): El sistema de BCA se conforma 4 regiones y 3 enlaces interregionales.
- Sistema de Baja California Sur (BCS): Este sistema se conforma por 4 regiones y 2 enlaces equivalentes.

Para el desarrollo del modelo de red eléctrica se considerarán características de topología, conectividad, compuertas de transmisión operativas y modelado de los principales bancos de transformadores que monitorea tiempo real, adicionalmente considera la regionalización propuesta por el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN).



Escenario de aportaciones a embalses

Introducción

Las aportaciones de las centrales hidroeléctricas del Sistema Interconectado Nacional son calculadas a partir de un modelo autorregresivo periódico AR(p), los parámetros de estos modelos varían cíclicamente en periodos anuales. La periodicidad se encuentra en la media, la desviación estándar y en los coeficientes autorregresivos.

Estimación de aportaciones mensuales por cuenca del 2022 al 2024

La estimación de aportaciones mensuales corresponde a la generación de escenarios sintéticos de aportaciones. Para la Planeación Operativa se generaron 100 escenarios sintéticos empleando los modelos AR(p) para cada cuenca y embalse.

Grijalva

En la Tabla 38 se muestran las medidas de tendencia central en el periodo de lluvias del Grijalva durante el 2022, 2023 y 2024 para las centrales: C.H. Angostura (ANG), C.H. Chicoasén (MMT), C.H. Malpaso (MPS) y la C.H. Peñitas (PEA).

Tabla 38 Medidas de tendencia central en el periodo de lluvias del Grijalva durante el 2022, 2023 y 2024

MES	CENTRAL	2022 (Mm3)		2023 (Mm3)		2024 (Mm3)	
		MEDIA	MEDIANA	MEDIA	MEDIANA	MEDIA	MEDIANA
JUNIO	ANG	685.4	576.3	891.9	796.2	855.0	825.3
	MMT	335.1	323.4	211.5	186.6	200.0	185.2
	MPS	434.4	320.8	445.6	336.6	440.0	375.7
	PEA	125.1	84.8	147.6	132.9	152.6	138.7
JULIO	ANG	1,025.1	939.9	1,166.2	1,048.4	1,002.1	925.4
	MMT	270.0	238.2	305.0	281.5	264.4	245.9
	MPS	512.9	450.7	529.3	399.0	439.9	415.4
	PEA	253.3	217.2	218.8	194.5	242.1	213.2

AGOSTO	ANG	1,413.7	1,199.7	1,485.1	1,312.3	1,359.6	1,156.6
	MMT	339.4	272.5	365.0	304.6	323.8	281.2
	MPS	508.5	404.3	537.5	468.5	488.3	406.2
	PEA	264.7	233.7	266.0	241.4	292.2	251.6
SEPTIEMBRE	ANG	2,321.5	2,108.4	2,315.1	2,050.7	2,338.7	2,189.0
	MMT	563.5	490.8	553.7	491.9	565.6	522.6
	MPS	1,008.6	812.5	992.8	795.6	980.5	842.7
	PEA	521.8	475.2	474.2	451.0	506.0	465.5
OCTUBRE	ANG	2,078.5	1,980.1	1,878.4	1,803.6	1,833.9	1,686.7
	MMT	386.4	348.9	368.6	314.9	370.6	337.3
	MPS	950.2	852.8	904.7	758.4	853.8	731.4
	PEA	753.5	699.3	706.1	661.0	759.7	652.2
NOVIEMBRE	ANG	778.2	721.8	753.3	722.2	772.2	745.8
	MMT	152.3	140.0	157.4	148.9	151.7	124.3
	MPS	515.4	445.8	565.8	483.7	500.7	427.4
	PEA	429.5	397.8	481.1	420.1	466.7	386.9

En la Tabla 39 se muestra la desviación estándar por central en el periodo de lluvias del Grijalva durante el 2022, 2023 y 2024.

Tabla 39 Desviación estándar por central en el periodo de lluvias del Grijalva durante el 2022, 2023 y 2024

MES	CENTRAL	2022 (Mm3)	2023 (Mm3)	2024 (Mm3)
		σ	σ	σ
JUNIO	ANG	418.0	452.2	350.3
	MMT	86.8	127.9	93.0
	MPS	360.7	395.4	281.2
	PEA	139.6	78.8	95.7
JULIO	ANG	482.9	523.2	438.7
	MMT	128.9	139.7	121.3
	MPS	326.5	461.1	255.1
	PEA	150.8	123.8	144.6

AGOSTO	ANG	723.9	820.3	649.0
	MMT	204.9	199.6	177.1
	MPS	273.4	333.7	276.0
	PEA	125.1	139.1	188.8
SEPTIEMBRE	ANG	952.9	918.2	929.7
	MMT	298.8	280.8	291.3
	MPS	568.8	687.3	618.5
	PEA	260.8	211.2	239.3
OCTUBRE	ANG	694.3	755.7	733.1
	MMT	178.9	182.9	167.9
	MPS	544.4	606.1	520.9
	PEA	304.3	314.5	439.6
NOVIEMBRE	ANG	266.1	245.5	291.2
	MMT	70.8	71.2	83.6
	MPS	290.8	340.6	330.6
	PEA	234.7	337.8	316.6

En la Figura 23 se observan los cien escenarios en el sistema Grijalva considerados para el segundo semestre del 2022.

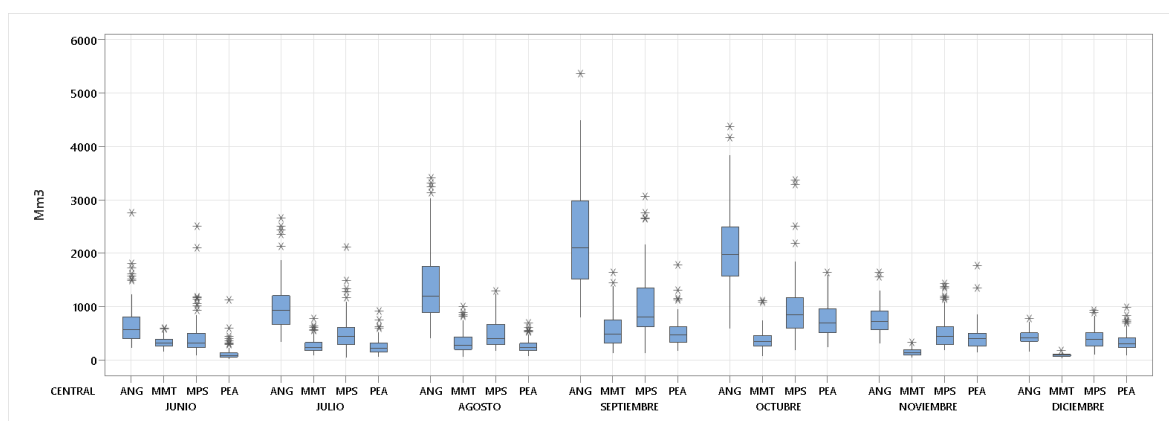


Figura 23 Cien escenarios en el sistema Grijalva para el segundo semestre del 2022



En la Figura 24 se observan los cien escenarios en el sistema Grijalva para 2023.

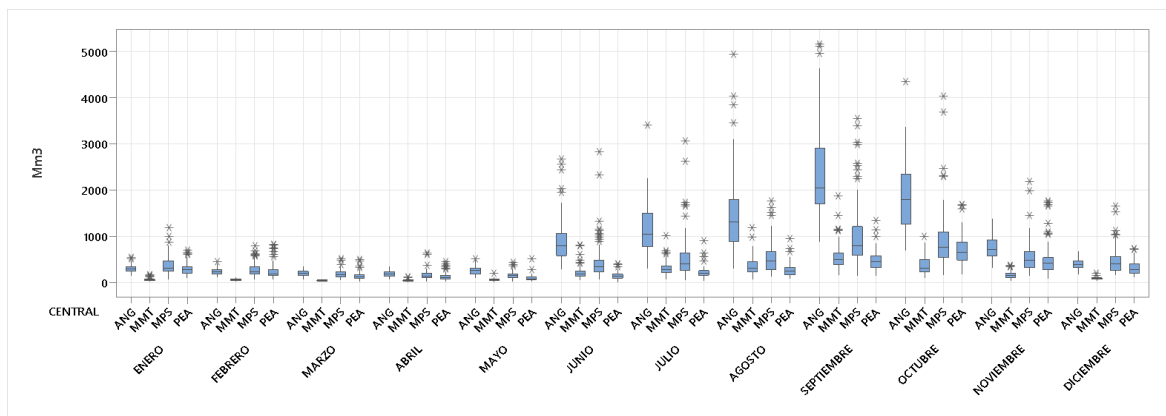


Figura 24 Cien escenarios en el sistema Grijalva para 2023

En la Figura 25 se observan los cien escenarios en el sistema Grijalva para 2024.

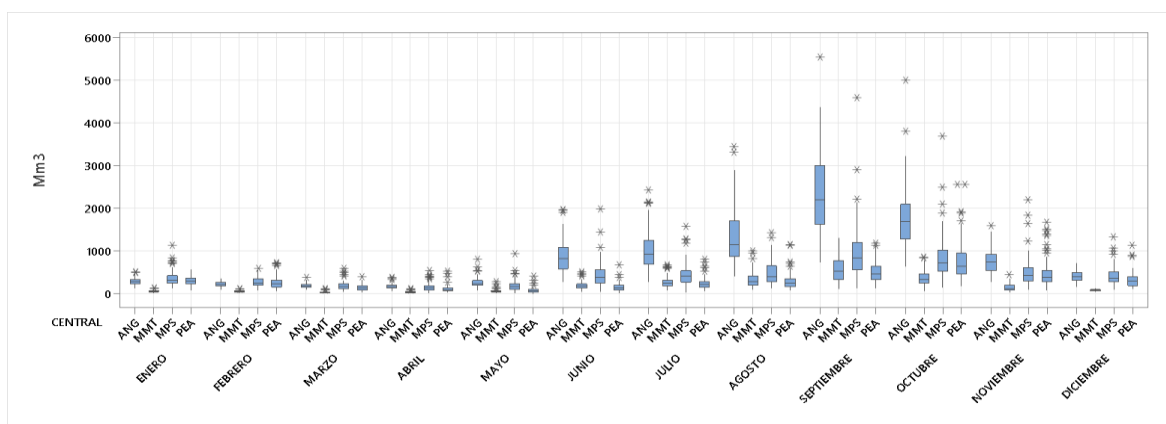


Figura 25 Cien escenarios en el sistema Grijalva para 2024

Santiago

En la Tabla 40 se muestran las medidas de tendencia central en el periodo de lluvias del Santiago durante el 2022, 2023 y 2024 para las centrales: C.H. Aguamilpa (AGM), C.H. El Cajón (CJN) y C.H. La Yesca (LYE).





Tabla 40 Medidas de tendencia central en el periodo de lluvias del Santiago durante el 2022, 2023 y 2024

MES	CENTRAL	2022 (Mm3)		2023 (Mm3)		2024 (Mm3)	
		MEDIA	MEDIANA	MEDIA	MEDIANA	MEDIA	MEDIANA
JULIO	AGM	534.9	454.0	438.4	360.8	455.2	375.5
	CJN	269.4	208.8	216.6	160.3	207.7	175.0
	LYE	273.7	209.6	216.9	160.5	213.5	166.4
AGOSTO	AGM	724.0	601.2	644.5	557.5	695.5	579.8
	CJN	325.4	262.4	356.7	230.3	274.6	211.5
	LYE	297.9	217.7	331.6	218.2	272.6	219.2
SEPTIEMBRE	AGM	710.8	602.1	685.3	532.0	688.4	584.7
	CJN	286.6	249.2	247.6	180.6	226.8	196.9
	LYE	344.8	303.5	273.4	233.0	249.4	243.3
OCTUBRE	AGM	232.4	192.0	231.0	171.1	216.6	171.6
	CJN	121.0	103.9	103.5	73.1	90.8	70.2
	LYE	145.8	114.8	110.8	93.5	103.8	87.7

En la Tabla 41 se muestra la desviación estándar por central en el periodo de lluvias del Santiago durante el 2022, 2023 y 2024.

Tabla 41 Desviación estándar por central en el periodo de lluvias del Santiago durante el 2022, 2023 y 2024

MES	CENTRAL	2022 (Mm3)	2023 (Mm3)	2024 (Mm3)
		σ	σ	σ
JULIO	AGM	363.1	268.7	326.0
	CJN	227.1	166.1	146.0
	LYE	225.7	167.4	153.3
AGOSTO	AGM	444.9	359.8	407.3
	CJN	284.6	467.6	198.0
	LYE	225.5	333.9	211.8



SEPTIEMBRE	AGM	458.4	584.0	400.6
	CJN	190.6	207.9	161.1
	LYE	169.3	128.0	93.1
OCTUBRE	AGM	154.4	188.1	160.1
	CJN	99.4	89.5	101.0
	LYE	94.3	66.5	92.7

En la Figura 26 se observan los cien escenarios en el sistema Santiago considerados para el segundo semestre del 2022.

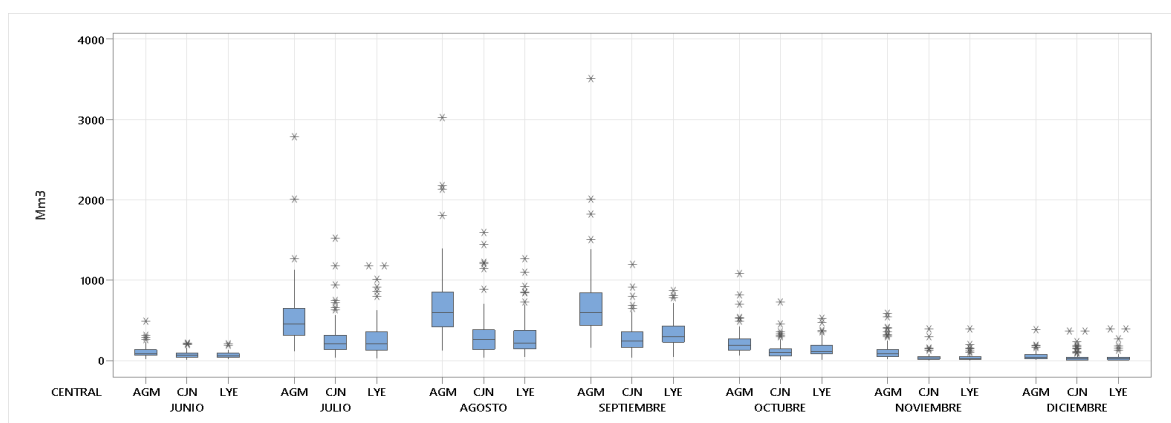


Figura 26 Cien escenarios en el sistema Santiago para 2022

En la figura se observan los cien escenarios en el sistema Santiago para 2023.

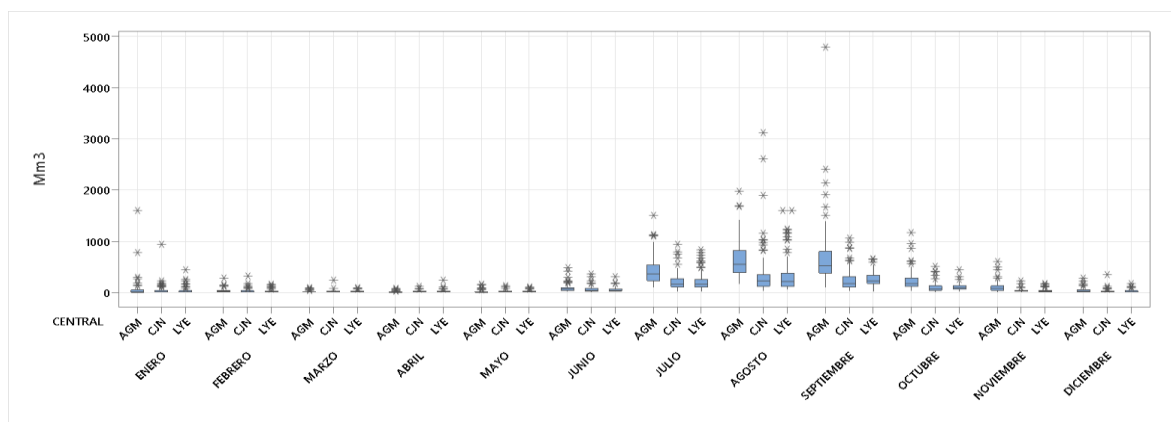


Figura 27 Cien escenarios en el sistema Santiago para 2023

En la figura se observan los cien escenarios en el sistema Santiago para 2024.

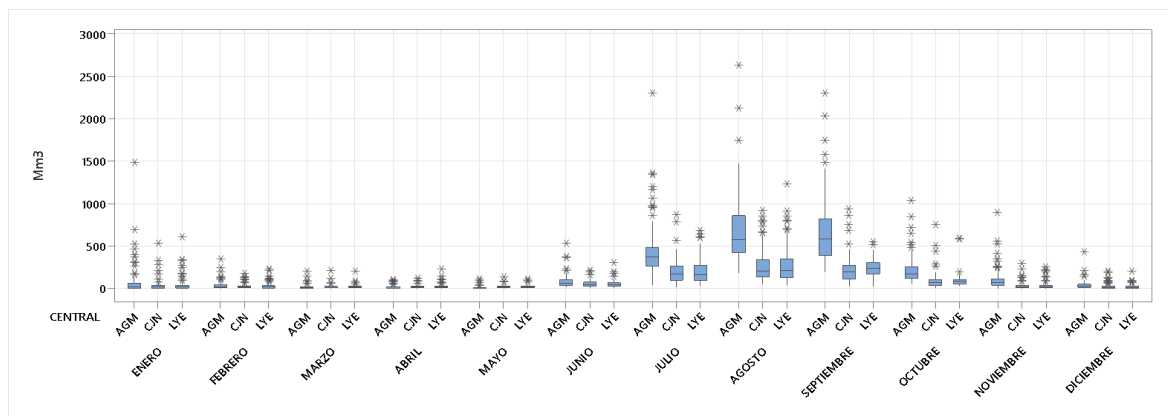


Figura 28 Cien escenarios en el sistema Santiago para 2024

Balsas

En la Tabla 42 se muestran las medidas de tendencia central en el periodo de lluvias del Balsas durante el 2022, 2023 y 2024. Para las centrales: C.H. Caracol (CRL) y C.H. Infiernillo (INF).

Tabla 42 Medidas de tendencia central en el periodo de lluvias del Balsas durante el 2022, 2023 y 2024

MES	CENTRAL	2022 (Mm3)		2023 (Mm3)		2024 (Mm3)	
		MEDIA	MEDIANA	MEDIA	MEDIANA	MEDIA	MEDIANA
JULIO	CRL	742.0	660.1	668.4	632.3	662.0	615.1
	INF	1,545.1	1,484.7	1,473.2	1,349.2	1,360.5	1,266.8
AGOSTO	CRL	784.7	668.1	817.6	783.0	803.7	760.0
	INF	1,776.5	1,575.6	1,763.6	1,493.9	1,727.0	1,442.0
SEPTIEMBRE	CRL	1,125.9	1,065.7	1,125.0	1,022.9	1,209.9	1,118.1
	INF	2,643.0	2,364.0	2,479.0	2,344.0	2,503.0	2,065.0
OCTUBRE	CRL	596.0	492.8	685.7	592.0	623.5	568.5
	INF	1,504.7	1,361.6	1,418.5	1,277.6	1,453.9	1,341.5



En la Tabla 43 se muestra la desviación estándar por central en el periodo de lluvias del Balsas durante el 2022, 2023 y 2024.

Tabla 43 Desviación estándar por central en el periodo de lluvias del Balsas durante el 2022, 2023 y 2024

MES	CENTRAL	2022 (Mm3)	2023 (Mm3)	2024 (Mm3)
		σ	σ	σ
JULIO	CRL	335.7	243.9	270.2
	INF	620.9	652.0	555.0
AGOSTO	CRL	373.5	358.4	392.5
	INF	829.3	974.7	1,063.0
SEPTIEMBRE	CRL	491.1	492.4	540.8
	INF	1,309.0	1,098.0	1,145.0
OCTUBRE	CRL	359.6	344.7	297.0
	INF	694.3	667.1	612.5

En la Figura 29 se observan los cien escenarios en el sistema Balsas considerados para el segundo semestre del 2022.

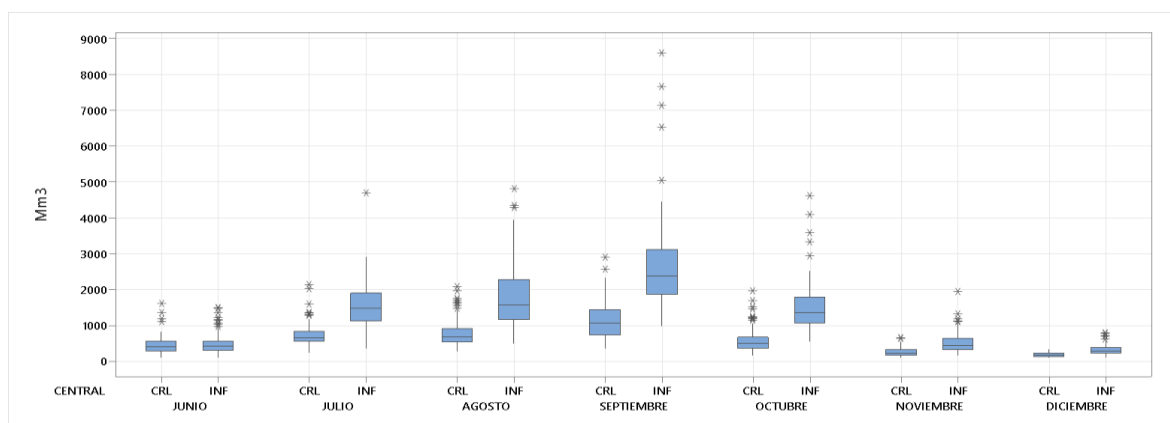


Figura 29 Cien escenarios en el sistema Balsas para 2022



En la Figura 30 se observan los cien escenarios en el sistema Balsas para 2023.

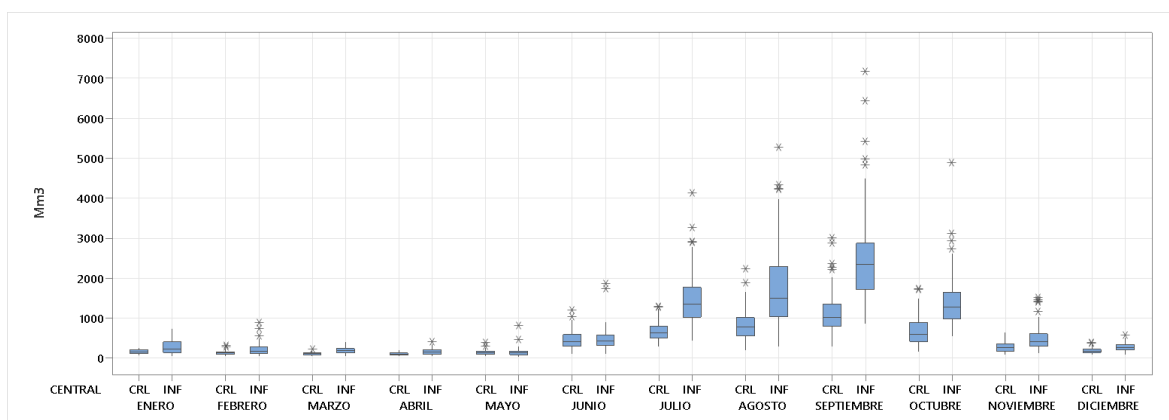


Figura 30 Cien escenarios en el sistema Balsas para 2023

En la figura 20 se observan los cien escenarios en el sistema Balsas para 2024.

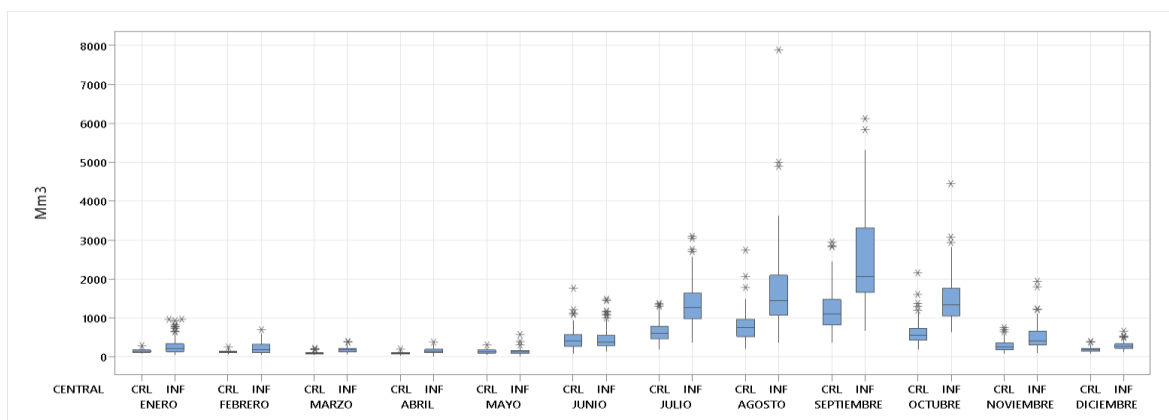


Figura 31 Cien escenarios en el sistema Balsas para 2024



Moctezuma

En la Tabla 44 se muestran las medidas de tendencia central en el periodo de lluvias del Moctezuma durante el 2022, 2023 y 2024 para la C.H. Zimapán (ZMN).

Tabla 44 Medidas de tendencia central en el periodo de lluvias del Moctezuma durante el 2022, 2023 y 2024

MES	CENTRAL	2022 (Mm3)		2023 (Mm3)		2024 (Mm3)	
		MEDIA	MEDIANA	MEDIA	MEDIANA	MEDIA	MEDIANA
JUNIO	ZMN	72.8	68.4	64.2	56.5	67.2	58.1
JULIO	ZMN	121.1	90.5	102.6	81.0	94.5	73.1
AGOSTO	ZMN	82.2	63.6	79.5	65.5	79.2	68.4
SEPTIEMBRE	ZMN	159.9	142.4	166.3	143.9	167.2	147.8
OCTUBRE	ZMN	117.3	99.7	126.9	102.3	116.0	99.6

En la Tabla 45 se muestra la desviación estándar por central en el periodo de lluvias del Moctezuma durante el 2022, 2023 y 2024.

Tabla 45 Desviación estándar por central en el periodo de lluvias del Moctezuma durante el 2022, 2023 y 2024

MES	CENTRAL	2022 (Mm3)	2023 (Mm3)	2024 (Mm3)
		σ	σ	σ
JUNIO	ZMN	28.8	34.4	37.7
JULIO	ZMN	110.7	77.7	76.0
AGOSTO	ZMN	52.4	44.7	45.3
SEPTIEMBRE	ZMN	88.0	107.6	101.1
OCTUBRE	ZMN	80.9	84.6	79.5

En la Figura 32 se observan los cien escenarios en Zimapán considerados para el segundo semestre del 2022.

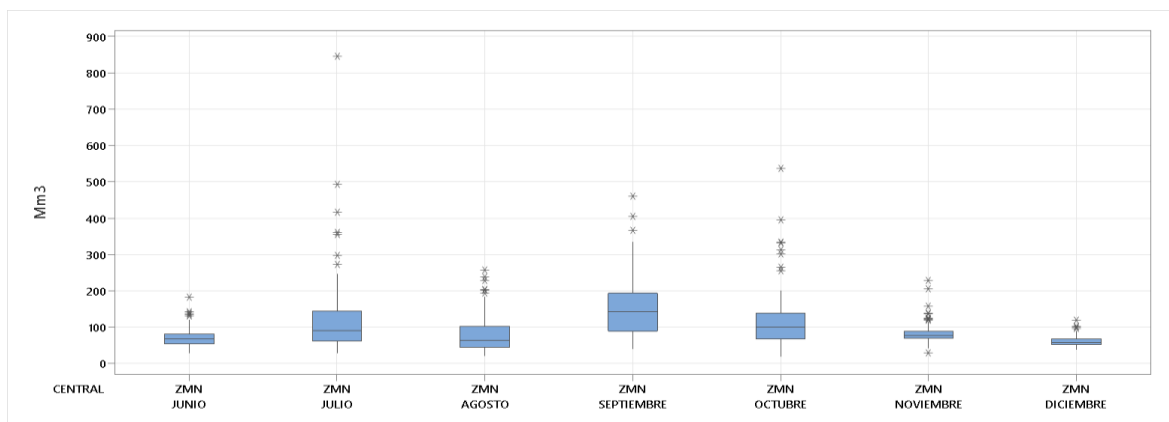


Figura 32 Cien escenarios en el sistema Moctezuma para 2022

En la Figura 33 se observan los cien escenarios en Zimapán para 2023.

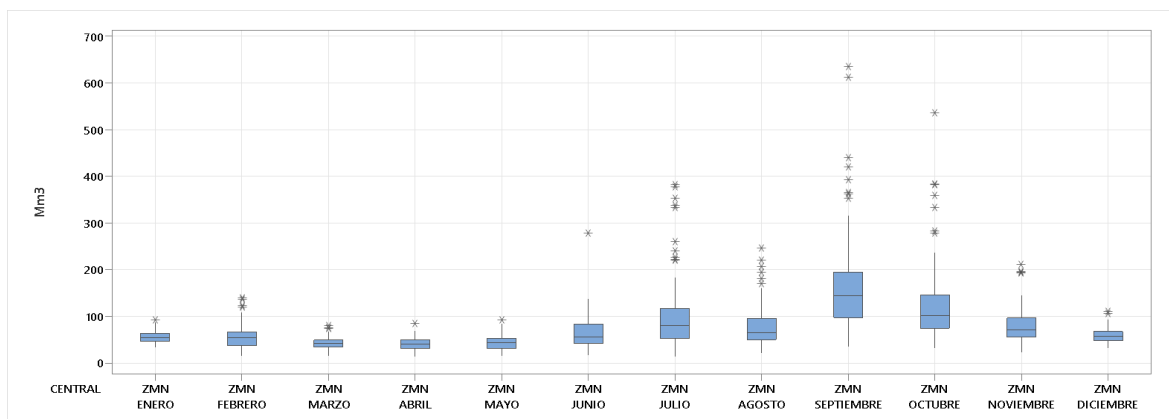


Figura 33 Cien escenarios en el sistema Moctezuma para 2023



En la Figura 34 se observan los cien escenarios en Zimapán para 2024.

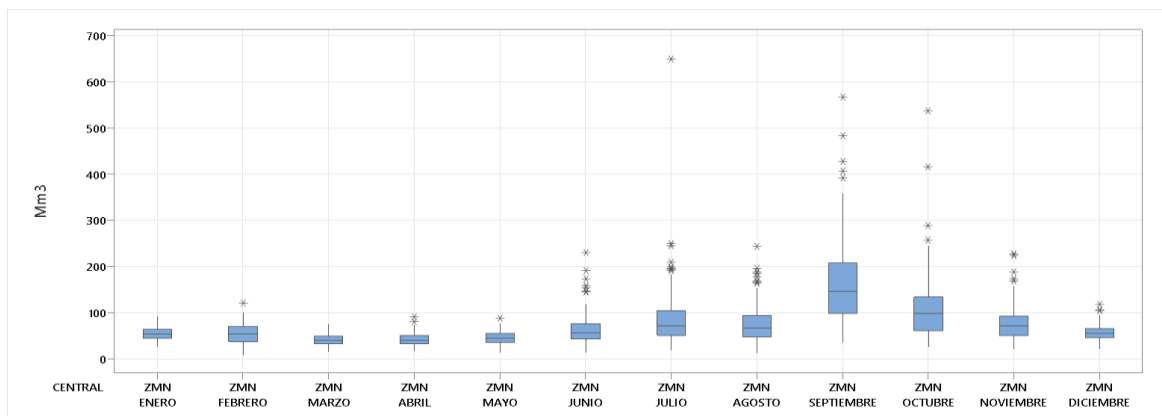


Figura 34 Cien escenarios en el sistema Moctezuma para 2024

Papaloapan

En la Tabla 46 se muestran las medidas de tendencia central en el periodo de lluvias del Papaloapan durante el 2022, 2023 y 2024 para la C.H. Temascal (TMU).

Tabla 46 Medidas de tendencia central en el periodo de lluvias del Papaloapan durante el 2022, 2023 y 2024

MES	CENTRAL	2022 (Mm3)		2023 (Mm3)		2024 (Mm3)	
		MEDIA	MEDIANA	MEDIA	MEDIANA	MEDIA	MEDIANA
JUNIO	TMU	1,368.9	1,317.9	1,417.8	1,346.1	1,354.4	1,275.1
JULIO	TMU	2,550.8	2,456.3	2,598.0	2,412.0	2,389.6	2,172.1
AGOSTO	TMU	2,391.6	2,138.9	2,502.0	2,210.0	2,454.0	2,192.0
SEPTIEMBRE	TMU	2,732.0	2,602.0	2,729.0	2,576.0	2,735.2	2,555.4
OCTUBRE	TMU	1,795.0	1,633.6	1,763.3	1,695.1	1,662.8	1,627.8
NOVIEMBRE	TMU	864.9	848.0	982.9	956.6	941.4	845.2
DICIEMBRE	MZT	617.1	589.6	619.5	529.6	669.8	568.0



En la Tabla 47 se muestra la desviación estándar por central en el periodo de lluvias del Papaloapan durante el 2022, 2023 y 2024.

Tabla 47 Desviación estándar por central en el periodo de lluvias del Papaloapan durante el 2022, 2023 y 2024

MES	CENTRAL	2022 (Mm3)	2023 (Mm3)	2024 (Mm3)
		σ	σ	σ
JUNIO	TMU	536.3	528.8	500.4
JULIO	TMU	749.3	897.7	839.5
AGOSTO	TMU	987.9	1,094.0	1,016.0
SEPTIEMBRE	TMU	1,007.0	1,041.0	992.0
OCTUBRE	TMU	626.6	611.8	513.1
NOVIEMBRE	TMU	277.6	360.8	394.5
DICIEMBRE	MZT	268.8	345.5	371.5

En la Figura 35 se observan los cien escenarios en Temascal considerados para el segundo semestre del 2022.

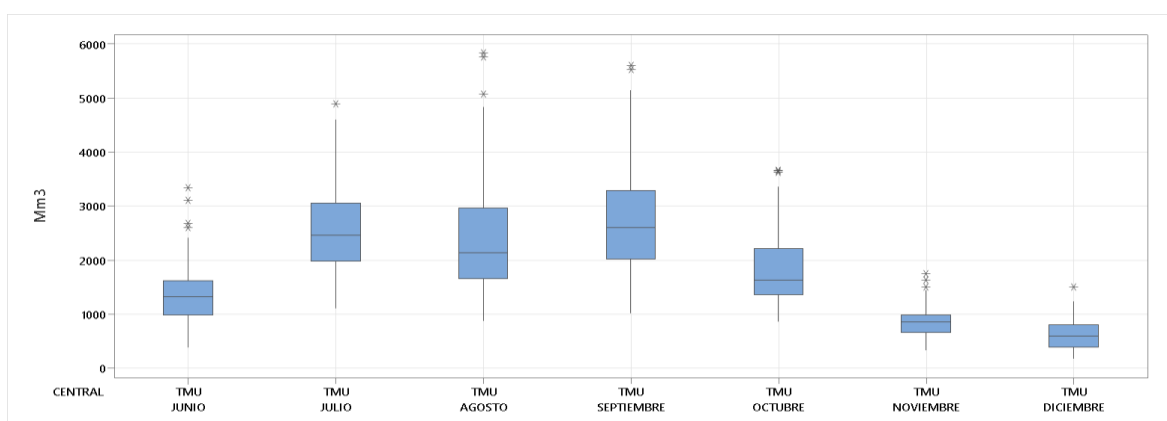


Figura 35 Cien escenarios en el sistema Papaloapan para 2022

En la Figura 36 se observan los cien escenarios en Temascal para 2023.

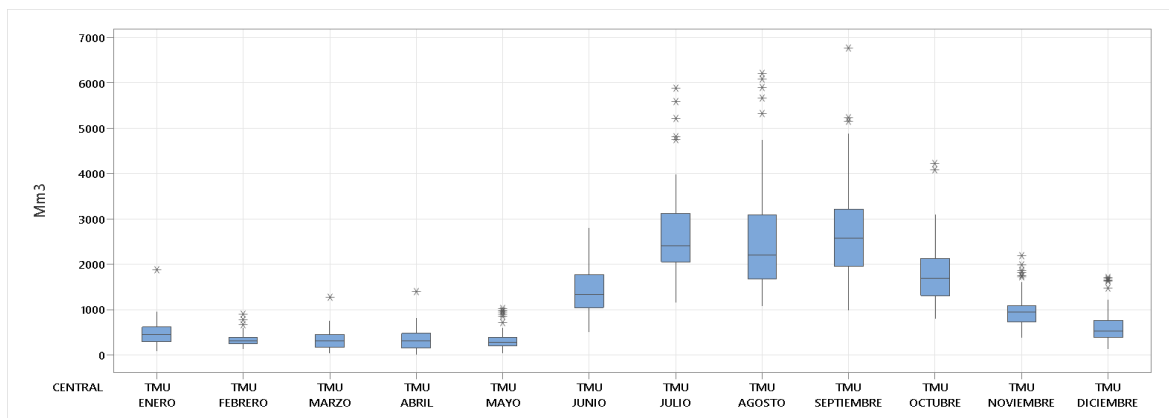


Figura 36 Cien escenarios en el sistema Papaloapan para 2023

En la Figura 37 se observan los cien escenarios en Temascal para 2024.

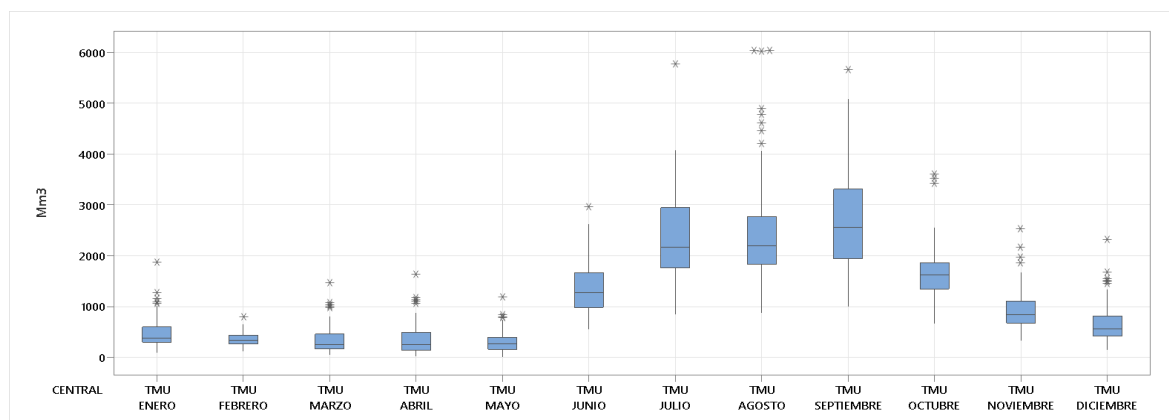


Figura 37 Cien escenarios en el sistema Papaloapan para 2024

Demanda y consumo

Para efectuar la Planeación Operativa de Mediano Plazo (de 1 a 36 meses), no es computacionalmente factible resolver la matriz energética incluyendo un detalle 26,280 o 26,304 horas por los 3 años que se resuelven, por lo cual se requiere simplificar el insumo de demanda horaria por medio de técnicas de agrupamiento.

Adicionalmente, la normativa actual vigente nos define lo siguiente: "La Planeación Operativa de Mediano Plazo deberá incluir sólo meses completos, pudiendo iniciar en cualquier mes del año. En los meses se definirán grupos de horas, cuyo número deberá ser el mismo para todos los meses. La composición de los grupos horarios de demanda definidos por el CENACE podrá ser distinta en cada mes."

Por lo cual, en la Unidad de Planeación Operativa utilizamos las siguientes técnicas de agrupamiento para definir los grupos de horas:

- Curva de duración de carga.
- El método del codo.
- Técnicas de agrupamiento.

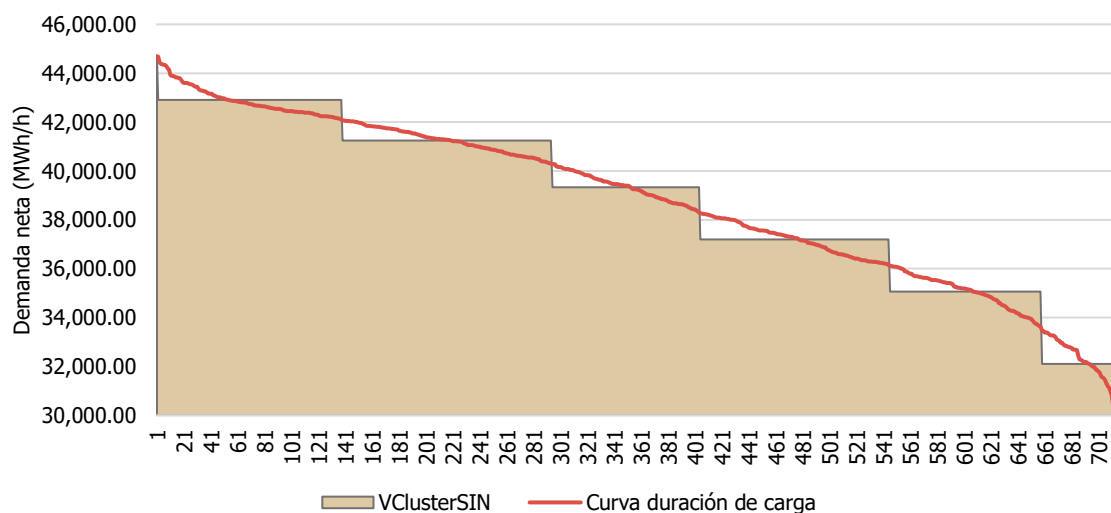


Figura 38 Técnicas de agrupamiento

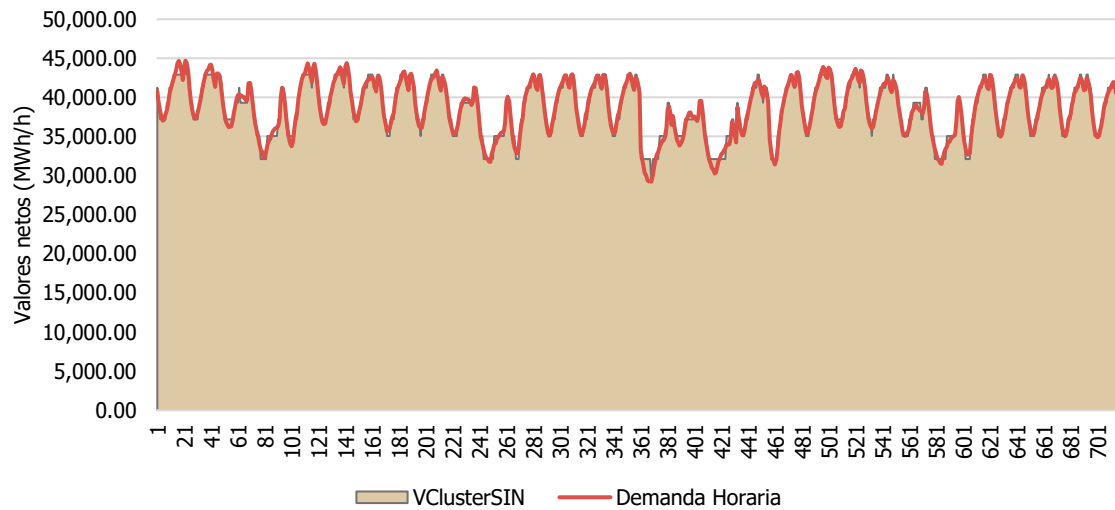


Figura 39 Demanda Horaria

Derivado del análisis desarrollado para el periodo de simulación 2022-2024 se obtuvieron 6 grupos con duración y distribución variable (2 - 6) y 2 grupos fijos (1 y 8) con duración de 1 hora para la demanda mínima y la demanda máxima del mes, los valores correspondiente al grupo horario 8 tienen un incremento del 3% para representar la demanda máxima instantánea, los siguientes resultados son presentados para el consumo neto:

Tabla 48 Modelo grupo horario SIN 2022

Valor del grupo horario (MW)					
Grupo	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
8	47,355	46,042	43,449	40,823	38,730
7	44,857	42,905	40,185	37,906	36,080
6	43,410	41,241	38,533	36,172	34,164
5	41,689	39,331	36,542	34,104	31,860
4	39,578	37,201	34,177	31,910	29,316
3	37,655	35,055	32,013	29,744	26,620
2	35,093	32,098	29,311	26,897	23,117
1	32,724	29,213	26,809	24,518	21,368



Duración del grupo horario (hr)					
Grupo	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
8	1	1	1	1	1
7	123	137	125	97	136
6	141	156	159	159	145
5	142	110	136	129	155
4	126	141	166	134	189
3	143	113	105	138	94
2	67	61	51	61	23
1	1	1	1	1	1
Año	Consumo Neto (GWh)				
2022	30,361	27,878	26,719	23,914	23,434

Tabla 49 Modelo grupo horario SIN 2023

Valor del grupo horario (MW)												
Grupo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
8	39,699	41,296	42,899	43,815	48,240	49,602	48,773	49,055	47,436	45,054	41,799	40,063
7	37,407	38,649	39,790	40,901	45,211	46,049	45,468	46,456	44,308	41,482	38,860	37,236
6	35,686	37,290	38,185	38,981	43,532	44,467	43,720	44,871	42,621	39,635	37,037	35,135
5	33,683	35,773	36,117	36,775	41,591	42,697	41,564	43,073	40,663	37,326	34,997	32,697
4	31,301	33,677	33,829	34,443	39,356	40,508	39,363	41,005	38,494	34,881	32,835	30,070
3	29,172	31,149	31,753	32,069	37,314	38,380	37,588	39,008	36,231	32,649	30,638	27,248
2	25,627	28,552	29,021	29,534	34,561	35,736	35,085	36,284	33,075	29,891	27,700	23,578
1	20,726	26,080	26,849	32,105	33,690	33,028	33,648	29,932	27,500	25,132	21,653	
Duración del grupo horario (hr)												
Grupo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	51	68	112	156	113	107	134	130	132	133	113	120
6	216	139	181	134	149	156	158	149	142	160	148	147
5	136	132	131	128	126	135	149	126	116	152	125	158
4	102	96	111	136	141	119	127	125	145	153	129	192
3	153	159	151	108	126	146	115	149	120	100	137	102
2	84	76	56	56	87	55	59	63	63	44	66	23
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Año	Consumo Neto (GWh)											
2023	24,066	22,957	26,344	26,184	30,173	30,101	30,667	31,459	28,708	27,522	24,576	23,956

Tabla 50 Modelo grupo horario SIN 2024

Valor del grupo horario (MW)												
Grupo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
8	40,879	43,130	44,257	46,429	49,724	50,987	50,268	50,561	48,985	46,498	42,802	41,262
7	38,305	39,982	40,927	43,040	46,681	47,437	47,097	47,814	45,540	42,826	39,822	38,375
6	36,499	38,343	39,154	41,194	45,005	45,692	45,637	46,082	43,620	40,879	37,865	36,125
5	34,504	36,674	36,994	39,013	42,835	43,778	43,964	44,271	41,343	38,433	35,774	33,600
4	32,174	34,485	34,571	36,607	40,469	41,639	42,010	42,160	39,190	35,818	33,532	31,070
3	29,835	31,865	32,405	34,222	38,388	39,326	39,541	40,100	36,950	33,361	31,260	28,506
2	25,872	29,079	29,636	30,897	35,448	36,384	36,507	37,206	33,808	30,411	28,188	25,416
1	20,600	26,502	27,320	27,985	32,697	33,722	34,072	34,328	30,395	27,962	25,503	21,614



Duración del grupo horario (hr)												
Grupo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	67	64	104	92	115	106	105	141	130	107	108	96
6	207	141	162	151	150	139	145	131	143	168	138	134
5	137	133	147	132	128	129	116	122	121	168	131	150
4	96	99	113	127	150	123	127	136	128	155	133	166
3	162	156	156	121	114	153	178	146	116	101	140	132
2	73	77	60	95	85	68	71	66	80	43	68	64
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Año	Consumo Neto (GWh)											
2024	24,721	23,537	26,849	27,129	31,144	30,724	31,712	32,308	29,247	28,210	25,034	24,175

El modelado de Exportaciones se realiza mediante un requerimiento adicional de energía eléctrica, los valores considerados para el periodo de simulación es el que se muestra en la Tabla 51.

Tabla 51 Modelado de Exportaciones

Exportaciones	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
MW	218	199	186	235	244	220	211	164	115	194	167	175

Recursos de Energía Limitada

Los Recursos de Energía Limitada (REL) se definen como Unidades de Central Eléctrica (UCE) que presentan limitaciones energéticas reconocidas y gestionadas por la Planeación Operativa del CENACE durante un periodo de tiempo, las cuales afectan su producción de energía eléctrica.

La gestión de las restricciones se realiza por medio de la Planeación Operativa de Mediano Plazo (1 hasta 36 meses), la Planeación Operativa de Corto Plazo Mercado del Día en Adelanto y Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido (24 a 192 horas) y el Mercado de Tiempo Real (15 minutos a 2 horas).

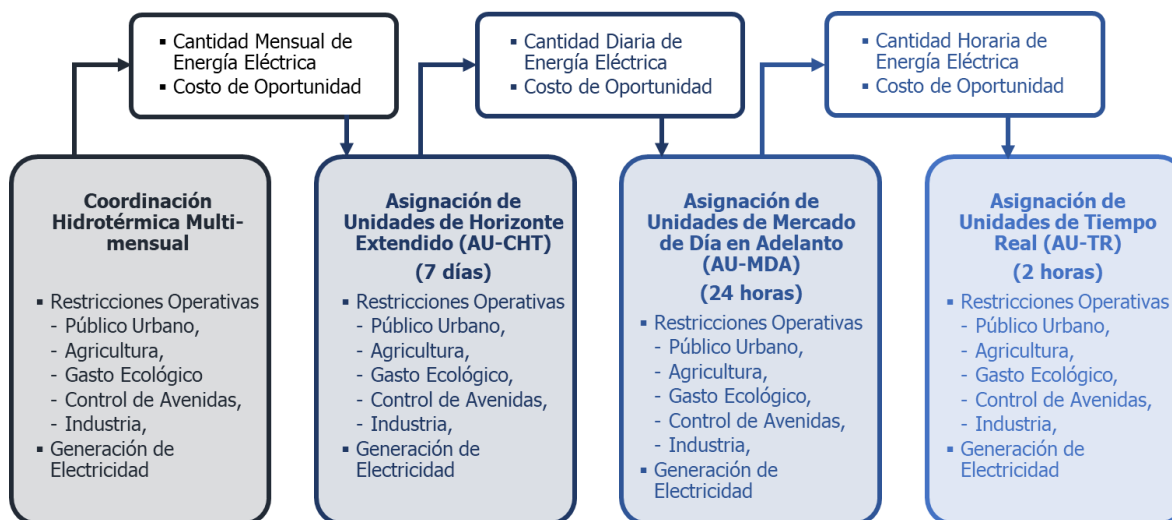


Figura 40 Gestión de las restricciones de energía limitada.

Los REL de UCE se aplican para 2 grandes grupos:

- Unidades de central térmica con límites de producción.
- Las Unidades de central hidroeléctrica.

Unidades de central térmica con límites de producción

El CENACE evalúa ante casos extraordinarios y a solicitud del algún participante del mercado, que unidades de central térmica podrán ser clasificadas como REL por un periodo determinado. Para esto, la evidencia documental adjunta a la solicitud debe respaldar que la producción de energía eléctrica está siendo limitada por situaciones de contingencia ambiental o por circunstancias exógenas a la gestión del participante del mercado, el flujo de información se puede observar en el siguiente diagrama.

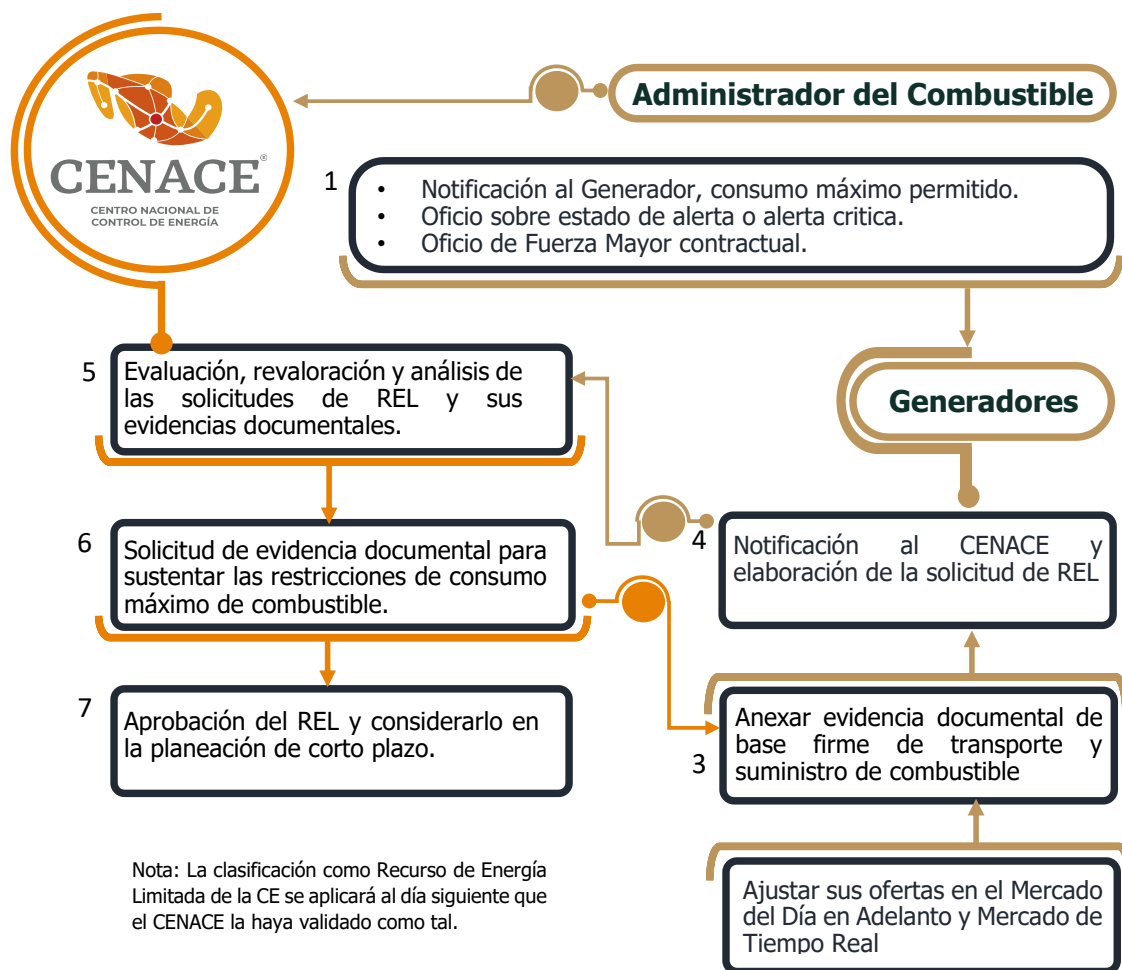


Figura 41 Responsabilidades Generales



Centrales Hidroeléctricas clasificadas como Recurso de Energía Limitada

De acuerdo con el Manual de Costos de Oportunidad, el CENACE tendrá a su cargo la planeación de Mediano Plazo de las centrales hidroeléctricas que sean clasificadas como Recurso de Energía Limitada.

Las centrales hidroeléctricas que son clasificadas como Recurso de Energía Limitada son aquellas que cuentan con un embalse con la capacidad para regular el agua almacenada durante periodos mayores que 24 horas.

Las centrales hidroeléctricas que se clasifican como Recurso de Energía Limitada se ubican en 5 cuencas hidrológicas:

- Cuenca del Río Grijalva
- Cuenca del Río Balsas
- Cuenca del Río Santiago
- Cuenca del Río Moctezuma
- Cuenca del Río Papaloapan

La capacidad de cada central hidroeléctrica se describe en la Tabla 52.

Tabla 52 Capacidad Hidroeléctrica

Cuenca	Central Hidroeléctrica	Capacidad por unidad (MW)	Capacidad total (MW)	Volumen útil al NAMO (Mm3)
Grijalva	C.H. Dr. Belisario Domínguez "Angostura"	5U-180	900	13,169.63
	C.H. Manuel Moreno Torres "Chicoasén"	8U-300	2,400	205.98
	C.H. Netzahualcóyotl "Malpaso"	6U-180	1,080	9,317.39
	C.H. Ángel Albino Corzo "Peñitas"	4U-105	420	126.74
			4,800	

Balsas	C.H. Ing. Carlos Ramírez Ulloa "Caracol"	3U-200	600	650.63
	C.H. Adolfo López Mateos "Infiernillo"	6U-200	1,200	4,843.75
	C.H. José María Morelos "Villita"	4U-80	320	221.19
			2,120	
Papaloapan	C.H. Miguel Alemán "Temascal"	4U-38.5, 2U-100	354	6,898.19
Santiago	C.H. Ing. Alfredo Elías Ayub "La Yesca"	2U-375	750	1,392.02
	C.H. Leonardo Rodríguez Alcaine "El Cajón"	2U-375	750	1,335.13
	C.H. Aguamilpa Solidaridad "Aguamilpa"	3U-320	960	2,629.31
			2,460	
Moctezuma	C.H. Ing. Fernando Hiriart Balderrama "Zimapán"	2U-146	292	699.00
		TOTAL	10,026	41,488.96

El objetivo de la planeación de mediano plazo de centrales hidroeléctricas es determinar la secuencia de extracciones en las plantas que minimice el valor esperado del costo operativo total a lo largo de un periodo de estudio de 3 años dividido en etapas mensuales.

Dicho criterio considera la naturaleza aleatoria del problema de planeación operativa de mediano plazo y permite obtener decisiones de despacho robustas ante el conjunto de escenarios de aportaciones por cuenca propia probables de presentarse.

De acuerdo con las simulaciones realizadas, se tiene que es posible producir a través de las centrales Hidro Mayor, 20,316 GWh para el segundo semestre del 2022 (de junio a diciembre). En la siguiente Tabla se muestran los resultados correspondientes a cada una de las principales cuencas del SIN.



Tabla 53 Generación Acumulada

Cuenca	Generación Acumulada (junio-diciembre 2022) (GWh)
Grijalva	10,206
Santiago	4,256
Balsas	4,014
Moctezuma	1,050
Papaloapan	790
Total	20,316

Se estima que en las cuencas de los ríos Grijalva y Santiago se tengan los mayores bloques de generación. Además, se tiene que a pesar de considerar un gasto máximo en la central hidroeléctrica Peñitas de 990 m³/s, la probabilidad de derrames se reduce del 20% al 7%.

Asimismo, resulta prioritario disponer de las condiciones adecuadas que permitan incrementar las extracciones en la central hidroeléctrica Peñitas por arriba de 1,000 m³/s, debido a que de esta forma se obtendrían probabilidades de derrame inferiores al 5%.

Resultados de Precios Sombra en la Operación Operativa en el Mediano Plazo

De acuerdo con los resultados obtenidos del método determinista, el comportamiento esperado de los Precios Sombra se muestra a continuación:

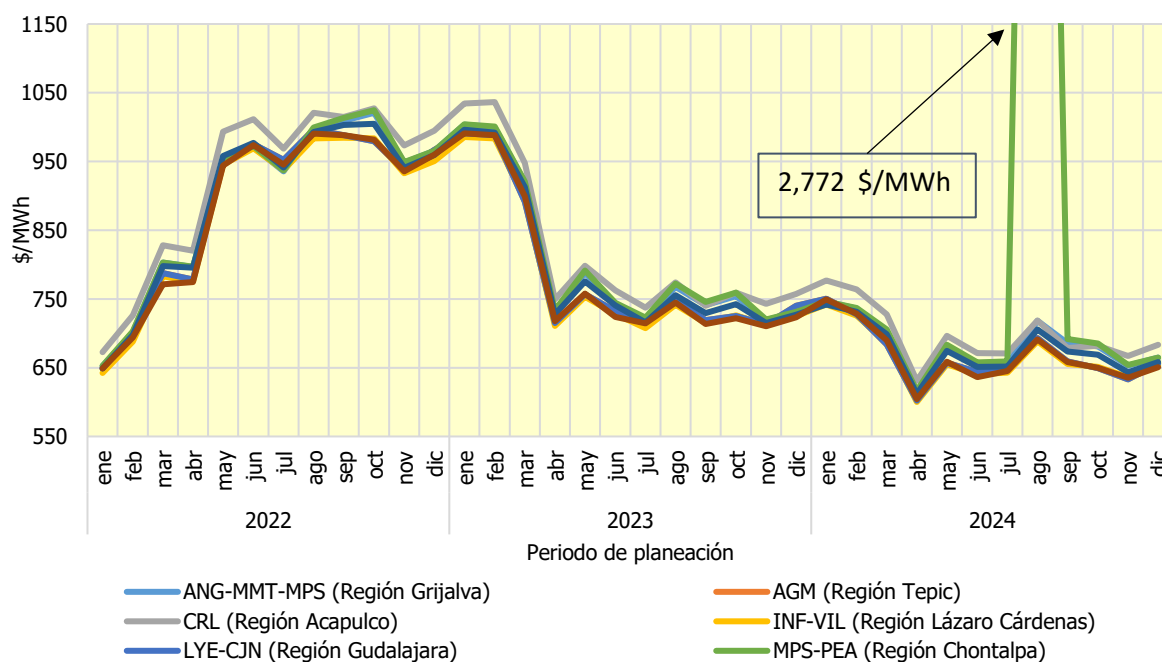


Figura 42 Resultado de Precios Sombra en la Planeación Operativa a Mediano Plazo

Para el segundo semestre del 2022, los Precios Sombra se sitúan por arriba de los 1,000 \$/MWh, siendo la C.H. El Caracol la más elevada (1,036 \$/MWh), el Precio Sombra más bajo presentado fue de 935 \$/MWh, como se observa en el 2022 en cuanto sube la demanda el Precio Sombra también tiende a subir teniendo un pico de precio de abril a mayo de 169 \$/MWh aproximadamente.

Para el periodo del 2023, se espera que los Precios Sombra presenten una reacción hacia la baja, pasando de 988 \$/MWh a 717 \$/MWh a partir de marzo. En este periodo se espera una mayor generación de energías intermitentes.



Para el 2024, el Precio Sombra disminuye a 691 \$/MWh, como se puede observar en la gráfica, el Precio Sombra en la Central de Peñitas espera un incremento en el mes agosto en donde se prevé la mayor demanda de energía en el SIN.

Restricciones de Confiabilidad

Debido al comportamiento de la demanda de energía eléctrica, a la topología del SEN y al resultado del MEM en cuanto a la asignación y despacho de generación de Unidades de Central Eléctrica; se podrían presentar condiciones operativas con problemas de Confiabilidad en lo referente a Reserva de Planeación Operativa, Reserva Operativa y soporte del SEN. Por lo anterior, para el periodo de estudio es importante analizar y definir los requerimientos de asignación y Despacho Generación de Unidades de Central Eléctrica fuera de mérito para mantener la Confiabilidad. La asignación de Unidades de Central Eléctrica fuera de mérito se realiza para cubrir necesidades de soporte de tensión, apoyo de la estabilidad del SEN, gestión específica de restricciones de transmisión bajo los criterios establecidos en el Código de Red [Código de Red 2.5.2].



Anexo 1: Nota Técnica utilización de modelos en la Planeación Operativa de Mediano Plazo

Sistema Interconectado Nacional

Para desarrollar la Planeación Operativa de Mediano Plazo del Sistema Interconectado Nacional se preparó el modelo estocástico, correspondiente a la Coordinación Hidrotérmica Multimensual Estocástica, cuya referencia estocástica principal corresponde a los valores de aportaciones de los embalses de las centrales hidroeléctricas coordinables y cuyo detalle se describe en la sección de Consideraciones, en el apartado de Escenarios de aportaciones a embalses.

Baja California

Para desarrollar la Planeación Operativa de Mediano Plazo del sistema Baja California se utilizó el modelo determinista correspondiente a la Coordinación Hidrotérmica Multimensual Determinista. Lo anterior por ser el modelo que se dispone actualmente y en lo que se completa el desarrollo del modelo estocástico para este sistema.

Baja California Sur

Para desarrollar la Planeación Operativa de Mediano Plazo del sistema Baja California Sur se utilizó el modelo determinista correspondiente a la Coordinación Hidrotérmica Multimensual Determinista. Lo anterior por ser el modelo que se dispone actualmente y en lo que se completa el desarrollo del modelo estocástico para este sistema.