



PROYECTO FINAL DE CARRERA

TÍTULO

“Optimización del cálculo de la disponibilidad horaria de potencia a centrales térmicas, considerando el impacto de la temperatura”

EMPRESA INVOLUCRADA

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima



AUTOR
Romiti, Juan Manuel
R-3982/9

DIRECTOR TECNICO
Ing. Frattini, Paulo

TUTOR
Ing. Bechara, Juan Carlos

CÁTEDRA PROYECTOS
Ing. Alonso, Fernando

Contenido

1	INICIATIVA	3
2	ABSTRACT	4
3	GLOSARIO	5
4	INTRODUCCIÓN	6
5	MARCO TEÓRICO	7
5.1	SISTEMAS ELÉCTRICOS.....	7
5.1.1	<i>Componentes de un Sistema de Potencia</i>	8
5.1.2	<i>Generalidades de un Sistema de Potencia</i>	16
5.2	GENERADORES ELÉCTRICOS.....	20
5.2.1	<i>Características de los Principales Tipos de Generación</i>	22
5.2.2	<i>Usos Operativos y Parámetros de los Generadores</i>	34
5.2.3	<i>Rendimiento de los Generadores Eléctricos</i>	41
5.2.3.1	Factores que Afectan el Rendimiento de los Generadores	42
5.2.3.2	Factores Ambientales que Afectan el Rendimiento de los Generadores	45
5.2.3.3	Consideración Particular: Rendimiento Generadores Térmicos.....	47
5.2.3.4	Casos Representativos Relevados y Comparaciones.....	61
5.2.3.5	Generadores Térmicos en Argentina.....	64
5.3	SISTEMA ELÉCTRICO ARGENTINO.....	66
5.3.1	<i>Estructura del Sector Eléctrico Argentino</i>	72
5.3.2	<i>CAMMESA</i>	74
5.3.3	<i>Precios Estacionales</i>	75
5.3.4	<i>Determinación del Precio del Mercado – Factor de Nodo</i>	76
5.3.4.1	Costo Variable de Producción de Maquinas Térmicas	78
5.3.4.2	Despacho de Generadores – Despacho Horario.....	80
5.3.4.3	Contratos Agentes del MEM	83
5.3.4.4	Estados de generación	86
5.3.5	<i>Sistema de Operación y Despacho (SOD) – Red Tiempo Real</i>	88
5.3.6	<i>Sistema de Medición SMEC</i>	90
5.3.7	<i>Control de las variables transaccionales</i>	92
5.3.7.1	Control Post-Operativo (POSOP).....	93
5.3.7.2	Control de la Operación	94
5.3.7.2.1	Control Diario de la Operación Realizada – Control de la Potencia Disponible	95
5.3.8	<i>Transacciones Comerciales</i>	100
5.3.9	<i>Remuneración de Energía y Potencia a los Generadores</i>	101
5.3.9.1	Remuneración de la Energía Generada (generada, operada y operadas en horas de punta) ..	102
5.3.9.2	Remuneración de la Potencia Disponible	106
5.3.9.3	Otras Remuneraciones a Considerar	111
5.4	MEDICIONES DE LA TEMPERATURA	113
5.4.1	<i>Mediciones Servicio Meteorológico Nacional</i>	115
6	HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN EL PROYECTO	117
7	PROCEDIMIENTO ACTUAL DE AJUSTE DE POTENCIA DISPONIBLE	118
7.1	EJEMPLOS PRÁCTICOS DE LA DISMINUCIÓN DEL RENDIMIENTO DE LOS GENERADORES BAJO LOS EFECTOS DE LA TEMPERATURA.	132
8	PROPUESTA DE AJUSTE DE POTENCIA DISPONIBLE REAL CONSIDERANDO EL IMPACTO DE LA TEMPERATURA	138
8.1	RESUMEN DE LA PROPUESTA.....	138
8.2	ORGANIZACIÓN DEL PROYECTO.....	139
8.3	OBTENCIÓN DE DATOS DEL SMN Y EJECUCIÓN DE PROCESOS.....	140
8.3.1	<i>Carga de Datos</i>	143
8.3.2	<i>Ejecución de Procesos</i>	144

8.3.3	Sincronización de datos Fabric a STEC.....	144
8.3.4	Visualización POSOP.....	144
8.4	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LA PDRH.....	145
8.5	PROPUESTAS A FUTURO	151
9	RESULTADOS DEL MÉTODO PROPUESTO	153
10	CONCLUSIONES	159
11	BIBLIOGRAFÍA	160
12	ANEXO.....	161
A1	INFORMACIÓN ADICIONAL AL MARCO TEÓRICO	161
A1.1	Componentes de un Sistema de Potencia.....	161
A1.2	Ley N° 24.065.....	169
A2	HABILITACIÓN DE LOS GENERADORES.....	169
A3	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LA POTENCIA EFECTIVA ESTACIONAL DECLARADA NETA A TRAVÉS DE LA TEMPERATURA MEDIA HISTÓRICA.....	170
13	AGRADECIMIENTOS.....	173

1 Iniciativa

Este proyecto surge como respuesta al siguiente inconveniente:

Debido a que la potencia disponible es una magnitud que, a diferencia de la energía generada, no puede medirse directamente, el valor físico horario a reconocer a un generador debe pasar por un control que contemple las declaraciones que realiza el agente y, además, información estadística y operativa que se cuenta en las bases de datos de CAMMESA.

Tal potencia disponible es utilizada para la previsión del despacho y para determinar los valores de reserva con que se cuentan en la operación real. Además, los valores horarios de potencia disponible son empleados para remunerar a los agentes generadores durante las transacciones comerciales.

El rendimiento de los generadores térmicos está condicionado por la temperatura ambiente. La energía generada es directamente proporcional a la masa de aire que ingresa en el proceso de combustión. Para un mismo volumen de aire, la masa entrante, por efecto de la densidad, resulta inversamente proporcional a la temperatura. Por otro lado, en condiciones de altas temperaturas, la eficiencia de los sistemas de enfriamiento se ve comprometida, dificultando la disipación del calor generado durante el proceso de combustión. También puede provocar sobrecalentamiento en los componentes, afectando la eficiencia operativa y reduciendo la capacidad de producción de energía. Las temperaturas extremas generan mayor expansión térmica en los materiales, incrementando la fricción y el desgaste, lo que puede impactar la vida útil del equipo. Tal es así que, en los controles diarios y mensuales realizados por el Control de la Operación, se ha evidenciado una disminución en el rendimiento de una porción relevante de los generadores térmicos durante las horas de máximo requerimiento térmico, seguido de un aumento o recuperación en el rendimiento a medida que las temperaturas disminuyen. Esta situación es verificable cuando la máquina genera a carga plena, pero resulta complejo determinarla cuando la máquina está disponible, fuera de servicio o generando incompleta.

Es usual que los días de mayor demanda, las centrales se soliciten en servicio a carga plena en las horas de mayor temperatura y bajen carga o se pidan salir de servicio en las horas de baja demanda o menor requerimiento térmico. Teniendo en cuenta que el procedimiento vigente emplea un valor mensual de temperatura media histórica para efectuar el control por temperatura, los parámetros ajustados permanecen constantes cuando las centrales no operan a plena carga, lo que podría no considerar el incremento en el rendimiento durante las horas posteriores al pico de demanda.

Esta observación, sumada a las reiteradas consultas efectuadas por los agentes, motivó la optimización del método actual, integrando criterios que contemplen la variación del rendimiento en función de las condiciones ambientales reales y horarias.

El presente proyecto tiene como propósito analizar los efectos de las condiciones climáticas en la potencia despachada de los agentes generadores, con el objetivo de desarrollar un ajuste de potencia disponible que considere la operación real y, además, los efectos de las condiciones de sitio, independientemente del estado operativo de las centrales. La finalidad es disminuir el margen de error asociado al ajuste de la potencia disponible con el procedimiento actual. Además, obtener un método de determinación de la disponibilidad horaria de potencia más ajustada a la realidad.

2 Abstract

This project arises as a response to the following issue:

Since available power is a magnitude that, unlike generated energy, cannot be directly measured, the hourly physical value to be recognized for a generator must undergo a review that considers the agent's declarations as well as statistical and operational information from CAMMESA's databases.

This available power is used for dispatch forecasting and to determine the reserve values available for real-time operations. Furthermore, the hourly values of available power are employed to remunerate generating agents during commercial transactions.

The performance of thermal generators is influenced by ambient temperature. The energy generated is directly proportional to the mass of air entering the combustion process. For the same air volume, the incoming mass, due to density effects, is inversely proportional to temperature. Moreover, under high-temperature conditions, the efficiency of cooling systems is compromised, hindering the dissipation of heat generated during combustion. This can also lead to overheating of components, affecting operational efficiency and reducing energy production capacity. Extreme temperatures cause greater thermal expansion of materials, increasing friction and wear, which can impact the equipment's lifespan. Thus, daily and monthly controls performed by Operational Control have evidenced a decrease in the performance of a significant portion of thermal generators during hours of maximum thermal demand, followed by an increase or recovery in performance as temperatures drop. This situation can be verified when machines are generating at full load but becomes more complex to determine when machines are available, out of service, or generating partially.

It is common during days of peak demand for plants to be requested to operate at full load during the hottest hours and then reduce load or be taken out of service during hours of lower demand or thermal requirements. Considering that the current procedure uses a monthly value of historical average temperature to perform the temperature adjustment, the adjusted parameters remain constant when plants do not operate at full load, potentially disregarding the performance increase during hours following the demand peak.

This observation, coupled with repeated inquiries from agents, prompted the optimization of the current method, incorporating criteria that consider performance variations based on real and hourly environmental conditions.

The purpose of this project is to analyze the effects of climatic conditions on the dispatched power of generating agents, with the aim of developing an available power adjustment that considers real operations and the effects of site conditions, regardless of the operational state of the plants. The goal is to reduce the margin of error associated with the adjustment of available power under the current procedure. Additionally, it seeks to establish a method for determining hourly power availability that is more aligned with reality.

3 Glosario

- AGEERA: Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina.
- CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima.
- COC: Centro de Control de Operaciones del SADI en CAMMESA.
- SOD: Sistema de Operación y Despacho.
- OED: Organismo Encargado del despacho en CAMMESA.
- MEM: Mercado Eléctrico Mayorista.
- Perturbación: Desenganche en forma intempestiva de equipos tanto de generación y/o demanda, como de transmisión de Energía Eléctrica.
- SADI: Sistema Argentino de Interconexión.
- Informes de Perturbaciones: El COC elabora y registra en un formato electrónico, los detalles particulares de los sucesos en cada perturbación de magnitud del SADI. Se incluyen todos los datos y análisis primario de los sucesos y queda disponible para toda la empresa en la red informática interna. Además, se especifican los agentes que realizaron la RSF y las líneas F/S por configuración.
- Pautas de la Operación: Archivo electrónico donde la Programación Diaria registra todas las pautas necesarias para operar el SADI. En el mismo, se detallan pautas de despacho de menor o mayor demanda, intercambios internacionales de exportación e importación prepagados, información sobre RPF, RSF, bombeo, mantenimientos programados, limitaciones estimadas y comentarios específicos sobre los agentes generadores.
- Novedades de Generación: El COC registra en el SIPCO todas las novedades de generación, tanto las provenientes de los agentes como las órdenes de despacho emitidas por el OED.
- SIPCO (Sistema Integrado para Programación y Control de la Operación): Programa informático que permite realizar y supervisar el despacho de generación, calcular los Costos Variables de Producción (CVP) y Costos Operativos de las máquinas térmicas (CMO) en función de las mezclas de combustibles. También permite calcular los Costos Marginales Horarios por área y del mercado, los precios del mercado y locales de los redespachos y calcular los precios de importación y exportación a UTE. Adicionalmente, permite generar listados útiles para la operación en tiempo real, vincular o desvincular áreas locales según se presenten en la operación, realizar simulaciones, entre otras funciones.
- SMEC (Sistema de Medición Comercial): Es la medición de las transferencias de flujos de energía entre los agentes del MEM. Recolecta diariamente la información medida para determinar la facturación entre dichos agentes.
- SOTR (Sistema de Operación en Tiempo Real): Sistema informatizado de control/supervisión de la operación en tiempo real, constituido por el Centro de Operaciones de CAMMESA y los agentes generadores, transportistas y distribuidores que forman parte del MEM.
- Área de despacho: Cada una de las áreas en que queda dividida la oferta y la demanda como resultado del despacho económico y la saturación de vínculos de transporte. Dichas áreas están constituidas por el mercado y las áreas desvinculadas que resulten.
- Autogenerador: Se considera autogenerador a un consumidor de electricidad, que genera energía eléctrica como producto secundario, siendo su propósito principal la producción de bienes y/o servicios.
- Cogenerador: Se considera cogenerador a aquel que genera conjuntamente energía eléctrica y vapor u otra forma de energía para fines industriales, comerciales de calentamiento o de enfriamiento.

4 Introducción

Operativamente, cada generador térmico debe declarar a las distintas áreas de programación pertenecientes a CAMMESA (Programación Semanal y Programación Diaria) y al Centro de Control y Operación de Cammesa (COC), la potencia que es capaz de despachar como máximo en caso de solicitarse en servicio, considerando las condiciones ambientales previstas, dado que con ello se realiza la previsión del despacho y en la operación real, se determinan los valores de reserva con que se cuentan. Posteriormente, los valores de potencia disponible son empleados para remunerar a los agentes generadores durante las transacciones comerciales.

Los agentes declaran la potencia disponible horaria, la cual es considerada por el COC para el despacho horario. Sin embargo, es recurrente que no logren alcanzar la potencia declarada. Por esta razón, el Control de la Operación, perteneciente al área Post-Operativa de CAMMESA, lleva a cabo un control minucioso de la potencia disponible de las máquinas en funcionamiento, de acuerdo al procedimiento acordado con la Asociación de Generadores (AGEERA). Los mismos se realizan al identificar desviaciones en las declaraciones con respecto al aporte máximo alcanzado por las centrales al solicitarse a plena carga.

Las tareas que realiza el Control de la Operación tienen como objetivo validar los datos de la operación del sistema eléctrico, de forma diaria, cumpliendo con el tiempo preestablecido para la entrega de los partes diarios Post-Operativos, con el fin de lograr una salida de información confiable y de calidad. Las mismas, tienen impacto directo en las posteriores transacciones comerciales entre los agentes del mercado eléctrico mayorista argentino.

La potencia disponible de los generadores eléctricos puede verse afectada por varios factores, entre los que se destacan:

- a) Condiciones ambientales: La temperatura ambiente, la altitud, presión y otros factores climáticos pueden afectar la eficiencia de los generadores.
- b) Estado y mantenimiento de los equipos: El estado de los equipos, su mantenimiento y su antigüedad pueden influir en su capacidad para generar potencia de manera eficiente.
- c) Limitaciones técnicas: Algunos generadores pueden tener limitaciones técnicas inherentes que afectan su capacidad para generar potencia, como restricciones de diseño, características específicas del equipo o fallas internas.
- d) Interrupciones o fallas: Interrupciones en el suministro de energía, fallas en los equipos o problemas en la red eléctrica pueden afectar la capacidad de los generadores para generar potencia de manera consistente.
- e) Disponibilidad y tipo de combustible: Disponibilidad y calidad del combustible necesario para operar los generadores. Algunos generadores declaran de manera estacional diferentes valores de potencia disponible en función del combustible consumido en la operación.

El estado y mantenimiento, así como las limitaciones técnicas son factores internos de los generadores. Es responsabilidad de estos mantener sus equipos en óptimas condiciones y garantizar que no existan limitaciones técnicas que afecten su capacidad de generar potencia eléctrica. Las interrupciones o fallas externas, así como la disponibilidad y calidad de combustible, se analizan a través de las declaraciones de los agentes. De esta manera, se evita que sean sancionados por limitaciones externas.

Las condiciones ambientales son el foco central de este proyecto, ya que actualmente se tienen en cuenta de forma mensual. Para dar contexto, el ajuste se efectúa en función a lo verificado

en la operación. Se observan los valores operados a plena carga, tomando como base los datos relevados por SMEC (Sistema de Medición Comercial) sumando el aporte a la RPF habilitada, en caso de que la central regule carga. Cuando las centrales operan a baja carga o permanecen fuera de servicio, no es posible verificar el valor de la potencia disponible. En estos casos el ajuste permanece constante, igual al valor de potencia operada SMEC de las últimas horas generando a plena carga. No se realizan modificaciones al ajuste en las horas en que las centrales bajan carga o salen de servicio. De esta manera, es como se consideran las limitaciones internas de las centrales. Por otro lado, los valores de potencia son afectados por un valor de temperatura media histórica. La misma influye de forma porcentual según la tecnología de generación aplicada.

Con el objetivo de adecuar el método es que se ha desarrollado este proyecto. El mismo se ha enfocado en optimizar el cálculo de la disponibilidad horaria de potencia al incorporar las condiciones reales de operación y las características particulares del sitio donde se ubican los generadores, de forma horaria. Para ello, se han tenido en cuenta, las declaraciones de potencia realizadas por los agentes al COC, los valores de potencia efectiva estacional, los combustibles habilitados o disponibles, información estadística y operativa almacenada en las bases de datos de CAMMESA, datos horarios de la temperatura brindados por el Servicio Meteorológico Nacional y otras consideraciones particulares.

A continuación, se presenta el marco teórico necesario para comprender la solución planteada. Seguido de ello, se describe el procedimiento actual de ajuste, para finalmente presentar la propuesta, la cual se fundamenta en los conceptos y principios expuestos.

5 Marco Teórico

El marco teórico que se desarrolla a continuación proporciona la base conceptual necesaria para comprender el proyecto.

5.1 Sistemas Eléctricos

Un sistema eléctrico de potencia es un conjunto de componentes interconectados cuyo objetivo principal es la generación, transmisión, distribución y consumo de energía eléctrica de manera eficiente, segura y confiable. Estos sistemas son fundamentales para el desarrollo industrial, económico y social, ya que proporcionan la energía necesaria para una variedad de aplicaciones, desde el uso doméstico hasta procesos industriales complejos.

El primer objetivo del sistema de suministro de electricidad es conocer la demanda de energía de los clientes. La misma se modifica instantáneamente en forma aleatoria, pero afortunadamente con un resultado final del conjunto, de forma relativamente previsible con ciertos parámetros que lo rigen. Estas variaciones imponen severas exigencias al equipo de control del sistema eléctrico, y además el personal que lo opera, debe considerar patrones o modelos de carga para predecir los cambios más importantes que permitan operar la generación adecuada y mantener el control de los parámetros eléctrico que hacen a la calidad del suministro.

Un sistema eléctrico de potencia debe reunir tres condiciones básicas:

- Seguridad.
- Calidad.
- Economía.

Con la creciente dependencia del suministro eléctrico, la necesidad de lograr un nivel aceptable de confiabilidad, calidad y seguridad a un precio económico se vuelve aún más importante para

los clientes. El precio que los clientes deben pagar por la energía eléctrica esta dictaminado por los costos asociados a la generación y los sistemas de transmisión y distribución.

Particularmente aquellos clientes cuya demanda de energía es alta, el nivel de tarifa es un componente vital de sus costos totales y esto puede influir entre usar electricidad o alguna otra forma de energía. Virtualmente todos los clientes consideran de mayor importancia a la confiabilidad del suministro, pues afecta su trabajo y su vida social y doméstica. Aunque el cliente quisiera tener una total confiabilidad y nunca perder suministro eléctrico aún por períodos cortos, las compañías abastecedoras son conscientes que técnica y financieramente esto sería un objetivo imposible.

La electricidad es producida por un número de fuentes de energía. Plantas con un alto costo de capital, tales como centrales hidroeléctricas y nucleares, son económicas sólo si operan muchos años con máxima producción. Por otra parte, plantas que tienen un costo de capital relativamente bajo pero alto costo de operación, como las turbinas de gas, pueden ser más económicas para períodos cortos de operación permitiendo satisfacer los picos de carga. Las centrales térmicas, junto con las nucleares e hidroeléctricas, proveen la mayoría de la energía eléctrica. En las centrales de cogeneración, parte de la energía que antes normalmente se perdía en el proceso de condensación es utilizada por consumidores de calor. Así la eficiencia puede ser notablemente incrementada. Los motores diésel, la generación eólica, mareomotriz y por celdas solares aportan sólo una pequeña cantidad de energía sobre la base de un mundo industrializado, aunque su producción puede ser significativa localmente. Sin embargo, este tipo de generación dispersa está siendo incrementado rápidamente.

Es esencial que los recursos y la construcción de plantas generadoras sean tales que resulte el menor precio posible de la energía, teniendo en cuenta el capital invertido, costo de la operación y el costo de mantenimiento. La facilidad para operar un sistema de potencia utilizando diferentes tipos de plantas de generación permite cubrir la demanda satisfactoriamente y da mayor flexibilidad de lograr el menor costo total de producción de energía.

El sistema de transmisión es usado para transferir grandes cantidades de energía desde los principales lugares de generación hasta los centros de carga y los sistemas de distribución llevan la energía hasta los clientes más lejanos, utilizando el nivel de tensión más apropiado.

Es esencial un adecuado sistema eléctrico para transportar la energía eléctrica desde grandes centrales a los principales centros de consumo. La demanda puede entonces ser abastecida poniendo en funcionamiento una cantidad precisa de centrales generadoras, situadas en lugares estratégicos, operando a la carga más eficiente para obtener el mínimo costo.

5.1.1 Componentes de un Sistema de Potencia

Los componentes principales de un sistema eléctrico de potencia incluyen:

- Generación: Donde se produce la energía eléctrica.
- Transmisión: Donde se transporta la energía a largas distancias.
- Distribución: Donde se distribuye la energía a los consumidores finales.
- Consumo: Donde se utiliza la energía eléctrica.
- Protección y control: Utilizados para conservar la estabilidad y seguridad del sistema.
- Interconexión entre sistemas: Utilizado para aumentar la seguridad del sistema global y la posibilidad de una operación más económica.
- Almacenamiento de energía: Utilizado para almacenar energía y utilizar de forma conveniente.

A continuación, se desarrollan únicamente los conceptos de generación y demanda, reservando la explicación en detalle de los demás conceptos para el Anexo A1.1.

Generación de Energía Eléctrica

Los generadores eléctricos de alta potencia son dispositivos diseñados para convertir energía de diversas fuentes en energía eléctrica a gran escala. Son capaces de producir grandes cantidades de electricidad, medida en megavatios (MW), y son fundamentales para satisfacer altas demandas energéticas. Existen varios tipos de generadores, cada uno diseñado para aprovechar fuentes de energía específica y, además, son capaces de adaptarse a diferentes aplicaciones y necesidades.

La generación suministra energía eléctrica al sistema interconectado, por lo que no se puede decir que un generador alimenta una región en particular, sino que los aportes de todos los generadores son transmitidos por las líneas y transformadores.

La energía primaria puede provenir de diversas fuentes. Las fuentes convencionales térmicas incluyen las que consumen combustibles fósiles (carbón, gas natural, petróleo) y las plantas de energía nuclear. Además, existen las centrales hidroeléctricas y las fuentes renovables. Estas últimas incluyen a la energía hidráulica de baja escala, energía eólica, solar, biomasa y energía del oleaje.

- **Plantas Térmicas Convencionales:** Utilizan combustibles fósiles para generar calor, el cual se emplea para accionar turbinas conectadas a generadores eléctricos. Dependiendo del tipo de planta, este calor puede ser utilizado para calentar un fluido, como en las plantas de ciclo Rankine (ejemplo: turbovapor), o directamente para mover las turbinas, como en las plantas de ciclo Brayton (ejemplo: turbogas).
 - **Autogeneradores:** Se denominan autogeneradores a los agentes que poseen instalaciones propias para la generación de energía eléctrica sin que esto constituya su actividad principal. La energía es utilizada en procesos asociados a la central y en los casos que existan excedentes, suele ser entregada al MEM para su comercialización.
- **Plantas Nucleares:** Utilizan la energía liberada por la fisión de núcleos atómicos para generar calor, el cual produce vapor que acciona turbinas conectadas a generadores eléctricos.
- **Plantas Hidroeléctricas:** Utilizan la energía potencial del agua almacenada en embalses para accionar turbinas hidráulicas. Sin embargo, no solo se considera la energía potencial, sino también la energía cinética del agua en movimiento. Esta última se obtiene cuando el agua fluye desde el embalse hacia las turbinas, generando una fuerza adicional que contribuye al movimiento de las turbinas y, por ende, a la generación de electricidad. Ambas formas de energía, potencial y cinética son aprovechadas en el proceso de conversión de energía hidráulica a energía eléctrica.
- **Parques Eólicos:** Utilizan la energía cinética del viento para accionar turbinas eólicas y hacer girar a los generadores asociados.
- **Plantas Solares:** Utilizan paneles fotovoltaicos o sistemas de concentración solar para convertir la energía solar en electricidad. Los paneles fotovoltaicos emplean semiconductores para transformar la radiación solar directamente en corriente eléctrica mediante un proceso físico basado en el efecto fotovoltaico. Por otro lado, los sistemas de concentración solar utilizan espejos o lentes para concentrar la luz solar en un pequeño punto, generando altas temperaturas que, a través de procesos térmicos, se convierten en electricidad. Ambos métodos aprovechan la energía del sol, pero de manera distinta, para generar electricidad de forma limpia y renovable.

- Plantas de Biomasa: Utilizan la materia de las plantas y los animales que, posterior a procesos químicos y biológicos, producen biocombustibles empleados para calentar agua y producir vapor que acciona una turbina conectada a un generador eléctrico.
- Energía del Oleaje: Utilizan el potencial del oleaje para generar energía. Los métodos de generación mediante energía de marea pueden clasificarse en Generadores con la Corriente de Marea, Presas de Marea o Generadores con Energía Mareomotriz Dinámica.

Para proteger el ambiente, y para tener un desarrollo sustentable, no es exagerado hablar de la importancia de las fuentes renovables de energía.

Debido a la disponibilidad limitada de combustibles fósiles, hay un considerable esfuerzo internacional para el desarrollo de fuentes de energía alternativa nuevas, no convencionales, renovables y limpias. La mayoría de las fuentes no son sino manifestaciones de la energía solar, como, por ejemplo, el viento, el oleaje del mar, la conversión de energía térmica del océano.

La integración de energías renovables plantea desafíos como la intermitencia y la variabilidad de las fuentes renovables. Sin embargo, ofrece oportunidades para reducir la dependencia de los combustibles fósiles y mitigar el cambio climático.

La generación de electricidad, así como en menor escala su transmisión y distribución pueden provocar efectos nocivos tanto sobre el ecosistema donde actúan, como a nivel global, generando emisiones de GEI (gases de efecto invernadero). Los costos de mitigación de los impactos ambientales (locales y globales), incrementan los costos de inversión y operación de los proyectos.

El sector eléctrico es vulnerable al cambio climático. Los escenarios climáticos alertan sobre estas cuestiones, y deben ser estudiados para ser considerados en el planeamiento sectorial, incluyéndolos entre los escenarios de disponibilidad de recursos.

En el punto 5.2 del presente proyecto (Generadores Eléctricos) se presenta una descripción más detallada de los diferentes generadores eléctricos.

En Argentina, el segmento de generación, cuya actividad ha sido declarada de “interés general”, define la oferta local de energía eléctrica.

Los generadores se nuclean bajo la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA).

La matriz de generación eléctrica en Argentina, con fecha en Agosto del 2024, tiene una potencia instalada aproximada de 42.756 MW. Se configura mayoritariamente a partir de generación térmica (59%), seguido por hidroeléctrica (22%), energías renovables no convencionales (15%), y nuclear (4%). Se debe considerar que desde el mes de Agosto de 2023, se comenzó a clasificar a la tecnología HIDRO (centrales hidráulicas pequeñas que se encuentran fuera de la definición de la Ley 16.190 por tener una potencia instalada mayor a 50 MW) dentro de las fuentes renovables, clasificándolas como tecnología HIDRO > 50 MW.

Por otro lado, el consumo energético se distribuye principalmente entre residencial, industrial y comercial y público. El mayor consumo se encuentra en AMBA (Área Metropolitana de Buenos Aires) y el Litoral, debido a su alta densidad poblacional e industrialización.

En los informes públicos proporcionados por las diferentes áreas de CAMMESA, se puede obtener información gráfica resumida de la potencia instalada por región, por fuente y por tecnología, como se muestra a continuación.

○ Potencia instalada por región eléctrica:

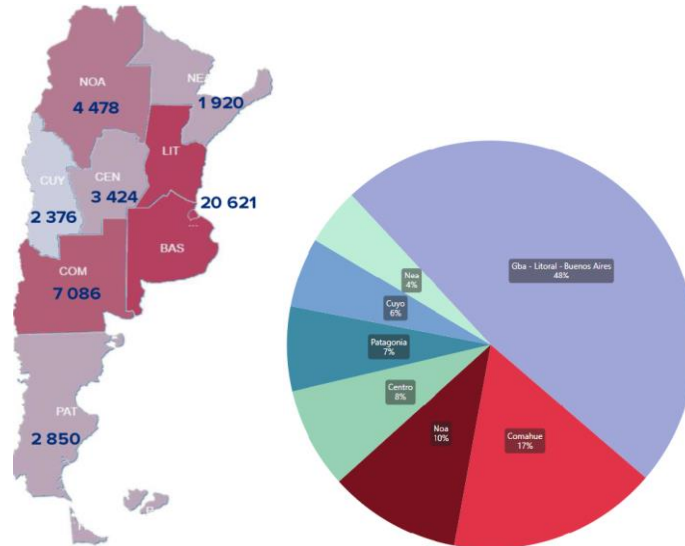


Imagen 5.1.1_1: Potencia instalada por región eléctrica.

○ Potencia instalada por fuente:

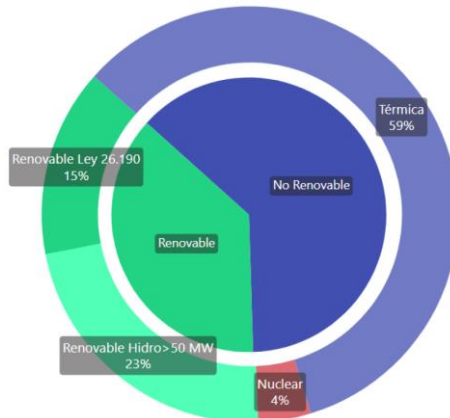


Imagen 5.1.1_2: Potencia instalada por fuente.

○ Potencia instalada por tecnología:

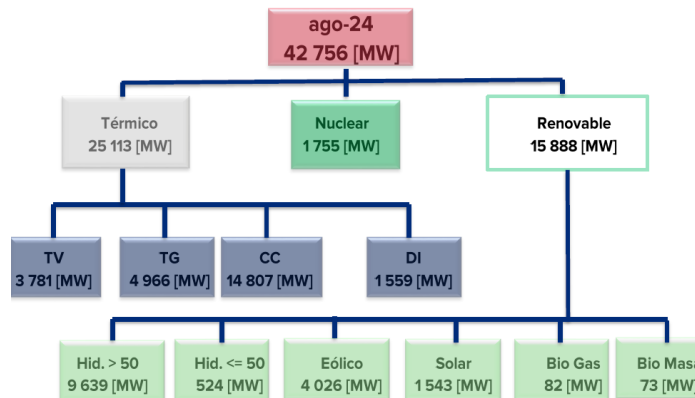


Imagen 5.1.1_3: Potencia instalada por tecnología (red conceptual).

Fuente	Tecnología	Participación	
Termica	DI	1,19%	59,00%
	CC	52,50%	
	TG	3,58%	
	TV	1,73%	
NUCLEAR	NUC	4,00%	4,00%
RENOVABLE	EOL	11,00%	37,00%
	SOL	2,30%	
	BIOM	0,70%	
	BIOG	0,40%	
	HI < 50 MW	0,80%	
	HI > 50 MW	21,40%	

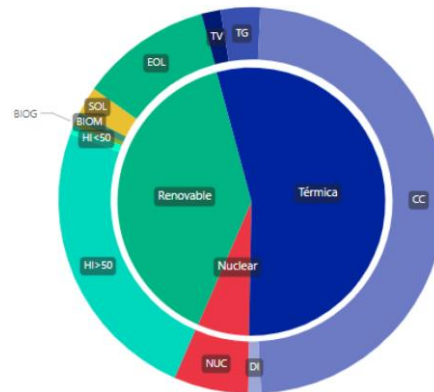


Imagen 5.1.1_4: Potencia instalada por tecnología en Argentina.

Los autogeneradores declarados al MEM suman 968 MW. Se muestra a continuación su potencia instalada por región eléctrica y por combustible consumido.

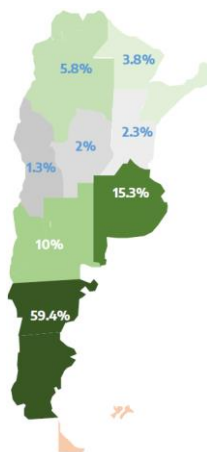


Imagen 5.1.1_5: Potencia instalada de autogeneradores.

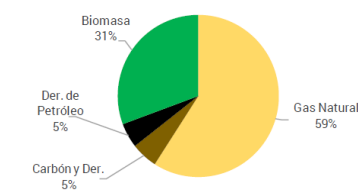
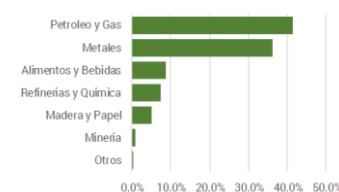


Imagen 5.1.1_6: Combustibles consumidos autogeneradores.

En la actualidad dentro del segmento de generación se pueden encontrar diversas barreras para el desarrollo sostenible:

- Límites a la incorporación de nueva generación renovable por la saturación del sistema de transmisión.
- Reemplazo del sistema de precios basado en costos marginales de corto plazo por un esquema de precios administrados.
- Dispersión en los sistemas de remuneración. Coexisten diversos sistemas de remuneración a generadoras incluyendo generadoras sin contrato, aquellas que derivan de regímenes especiales como Foninvemen, Energía Plus, Renovar, y el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER), así como las hidroeléctricas binacionales (Yacretá y Salto Grande) y las centrales nucleares, que poseen normas particulares.
- Generadoras preexistentes sin contrato, que se encuentran bajo el esquema remunerativo establecido en la Resolución SE N°95/2013, con cuatro innovaciones relevantes:
 - ❖ La centralización de la compra de combustible por parte de CAMMESA.
 - ❖ La prohibición de hacer contratos entre agentes generadores y Grandes Usuarios-Distribuidoras (que en la práctica implica la eliminación del mercado a término).
 - ❖ La renuncia voluntaria a toda otra remuneración que no sea la fijada por la resolución y sus reemplazos.
 - ❖ La disociación del pago de regalías del costo de la energía.

Desde 2013 y a partir de la nueva normativa, todos los años se renueva el precio o remuneración a la generación por tecnología y escala, en base a la potencia puesta a disposición y a la energía generada.

En base a la remuneración de la generación se fija el precio monómico que representa la suma de los costos representativos de producción (propios y asociados) de energía eléctrica en el MEM, dividida por la demanda abastecida total, en un período de control.

Consumo y Gestión de la Demanda

El consumo de energía eléctrica varía según el tipo de consumidor:

- Residencial: Hogares y edificios de vivienda.
- Comercial: Oficinas, tiendas y otros negocios.
- Industrial: Fábricas y procesos de manufactura.

Para el mes de Agosto de 2024, en Argentina, la distribución del consumo se inclinó en su mayoría al consumo residencial.

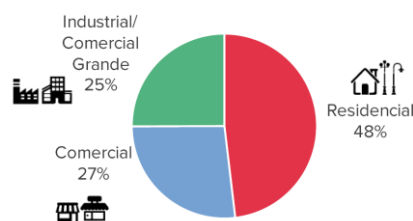


Imagen 5.1.1_7: Distribución del consumo en Argentina.

La demanda de energía eléctrica debe ser satisfecha, suministrando instante a instante la energía requerida por los clientes, siendo esta última, de carácter totalmente aleatorio. Sin embargo, en general, se comporta durante las 24 horas del día, siguiendo la forma de la llamada montaña de carga o diagrama de carga diario, en función a la época del año y días de la semana.

En nuestro país, la demanda de energía en verano suele alcanzar picos elevados debido al uso intensivo de sistemas de refrigeración, como aires acondicionados y ventiladores. Estos picos suelen producirse en las horas de la tarde, entre las 14:00h y las 16:00h, cuando la temperatura es más alta. También se observan picos pronunciados durante la noche, entre las 20:00h y las 22:00h, cuando las personas regresan a sus hogares, encienden dispositivos electrónicos, sistemas de enfriamiento y además se alimenta el alumbrado público. Esta situación, se puede visualizar en el siguiente diagrama, donde las abscisas representan el tiempo y las ordenadas representan la potencia generada o demandada.

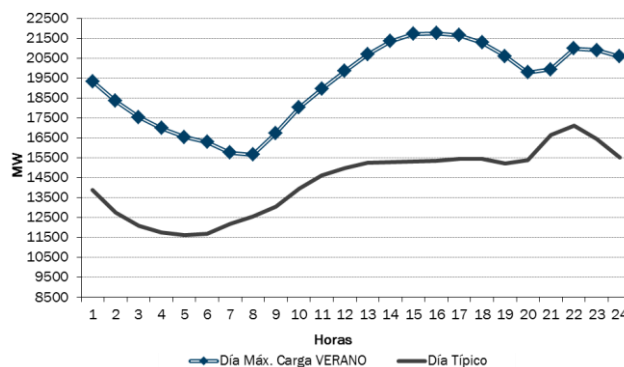


Imagen 5.1.1_8: Curva demanda en verano.

Por otro lado, en invierno, los mayores picos de demanda se observan principalmente en las horas de la tarde-noche, entre las 19:00h y las 22:00h, cuando las personas regresan a sus hogares y utilizan calefacción, cocinas eléctricas, y otros dispositivos. Otro pico significativo ocurre en las horas del mediodía, entre las 10:00h y las 14:00h, incrementado por el uso del aire acondicionado frío-calor.

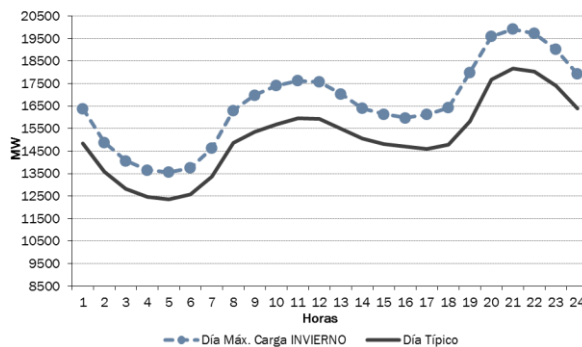


Imagen 5.1.1_9: Curva demanda en invierno.

Debido a su importante componente residencial, la demanda está fuertemente influenciada por la temperatura. Además, responde al comportamiento de las personas, como los horarios de inicio de actividades, las vacaciones, los feriados, entre otros. Por lo tanto, su estimación debe considerar tanto las previsiones de temperatura como los fenómenos sociales.

Durante los días laborables, la demanda de energía eléctrica es más alta debido a la actividad económica. Las oficinas, fábricas y comercios operan a plena capacidad, lo que incrementa el consumo de energía, especialmente en las horas pico mencionadas anteriormente. Los lunes suelen tener un repunte en la demanda, ya que las actividades se reanudan después del fin de semana. En cambio, los fines de semana, la demanda suele disminuir, ya que muchas actividades comerciales e industriales reducen su ritmo o cesan por completo. Los domingos de invierno pueden mostrar picos nocturnos considerables, debido a que las personas permanecen en sus hogares y usan más calefacción.

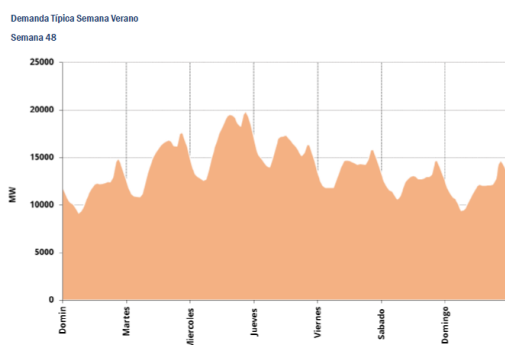


Imagen 5.1.1_10: Curva demanda típica semana de verano.

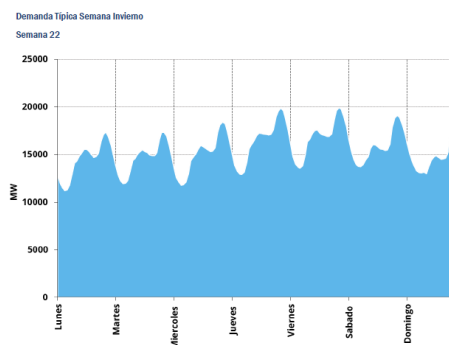


Imagen 5.1.1_11: Curva demanda típica semana de invierno.

La demanda de energía en Argentina está distribuida de manera desigual a lo largo del país, influenciada por factores como la densidad poblacional, la actividad industrial, el clima y el desarrollo económico de las distintas regiones. A continuación, se presenta un cuadro que explica la distribución de la demanda por región eléctrica.

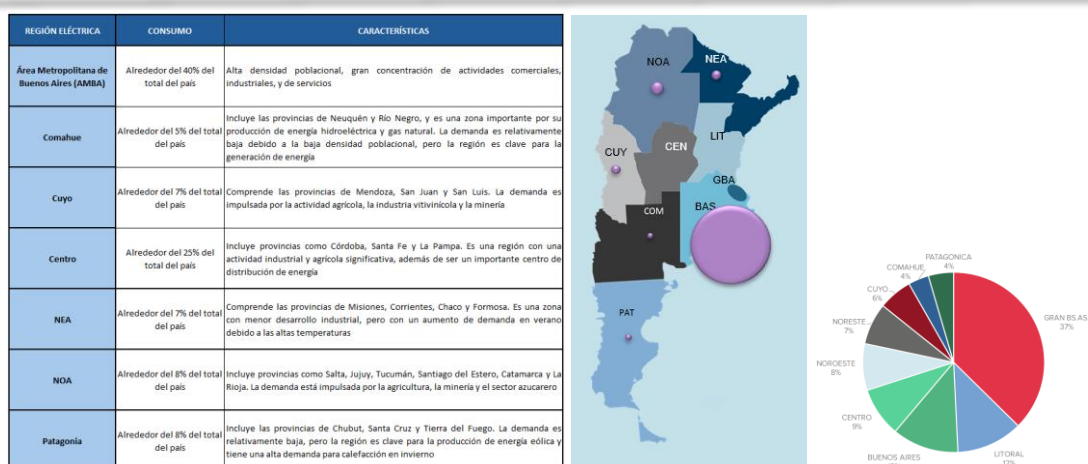


Imagen 5.1.1_12: Demanda eléctrica por región.

El Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) es el punto de consumo de energía más significativo en Argentina. Esta concentración se debe a varios factores:

- **Alta Densidad Poblacional:** Buenos Aires y sus alrededores albergan a más de un tercio de la población del país.
- **Concentración de Actividades:** Es el centro financiero, comercial y administrativo del país, lo que genera un alto consumo de energía tanto en hogares como en oficinas y fábricas.
- **Infraestructura:** El AMBA cuenta con una red de distribución de energía extensa y compleja, adaptada para satisfacer la alta demanda de la región.

En Argentina, se consideraba Gran Usuario a quien contrata en forma independiente y para su consumo propio, su abastecimiento de energía eléctrica con el generador y/o el comercializador. Dichos contratos fueron suspendidos por la Resolución SE 95/2013, excepto los rubricados en el marco de la Res. SE 1281/2006, y posteriormente habilitados con generadores de fuentes renovables en el marco de la Ley 27.191 (contratos Mater). Las condiciones de estos contratos son pactadas libremente entre las partes, imponiendo la regulación del MEM exclusivamente condiciones mínimas de información necesarias para su administración y plazos mínimos de duración.

Actualmente la reglamentación establece tres tipos de grandes usuarios, los Mayores (GUMA), los Menores (GUME) y los Particulares (GUPA). Los primeros son aquellos con demandas superiores a 1 MW, los segundos son los que tienen demandas entre 0,1 MW a 2 MW y los particulares son los que cubren el rango de 30 kW a 100 kW. Los Grandes Usuarios Mayores deben contratar con los generadores al menos el 50% de su demanda. El resto lo compran en el mercado spot al precio horario. Si el requerimiento del gran usuario es menor/mayor que el de sus contratos, vende/compra lo restante al precio horario del mercado spot.

Existe una categoría GUH (Grandes Usuarios Habilitados), que son aquellos usuarios con una demanda media anual superior a 300 kW y que eventualmente están habilitados para abastecerse con energía proveniente de fuentes renovables en un porcentaje de su demanda (2023-2024 el 18% y 2025 el 20%).

Los actores hasta aquí descriptos revisten la categoría de agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.

Por definición regulatoria, también existe una categorización de aquellos grandes usuarios que se encuentran dentro de la comercialización propia y abastecidos por la distribuidora, denominados GUDIS.

A los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista se le suma la figura del Comercializador, cuya actuación dentro del mercado se limita a la compra y venta de energía eléctrica, por cuenta propia o por mandato, producida y consumida por terceros. El Comercializador puede intervenir en las operaciones comerciales del MEM, pero no en las operaciones físicas y reviste el carácter de participante.

○ Rangos de potencia por categoría de consumición:

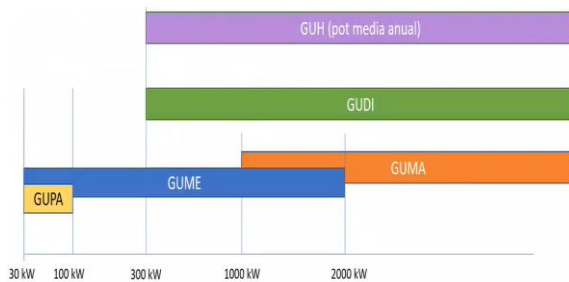


Imagen 5.1.1_13: Grandes demandas según el consumo.

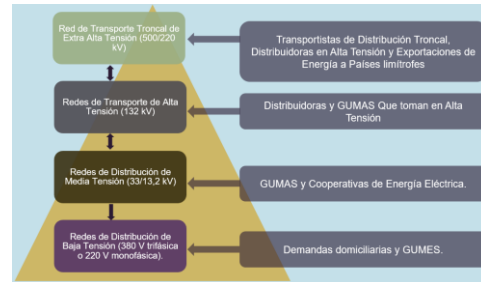


Imagen 5.1.1_14: Pirámide distribución y grandes demandas.

	GUMA	GUME	GUPA
Potencia Demandada	Mayor o igual a 1 MW	Entre 30 kW y 2,000 kW	Entre 50 kW y 100 kW
Consumo Anual	Mayores a 4.380 MWh	Sin requerimiento de consumo mínimo anual	Sin requerimiento de consumo mínimo anual
Contrato	Contrato de abastecimiento como mínimo por el 50% de la demanda prevista. Resto al Mercado Spot	100% Demanda Real	100% Demanda Real
Consideraciones	Se requiere instalación SMEC y esquema de Alivio de Cargas. Los apartamientos de Energía respecto del volumen contratado los Compra/Vende en el Mercado Spot. Vinculación directa o Indirectamente a la red de transporte	No se requiere instalación SMEC. No tiene relación directa con CAMMESA. La Distribuidora es la encargada de efectuar las mediciones	No se requiere instalación SMEC. No tiene relación directa con CAMMESA. La Distribuidora es la encargada de efectuar las mediciones

○ Comercialización de la demanda para grandes usuarios mayores, menores/particulares:

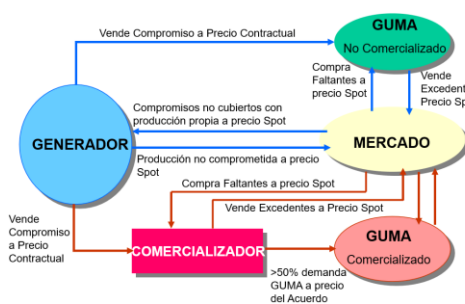


Imagen 5.1.1_15: Comercialización grandes usuarios mayores.

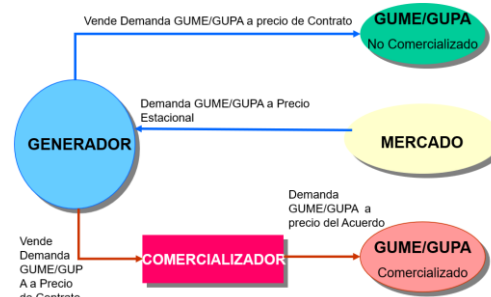


Imagen 5.1.1_16: Comercialización grandes usuarios menores.

5.1.2 Generalidades de un Sistema de Potencia

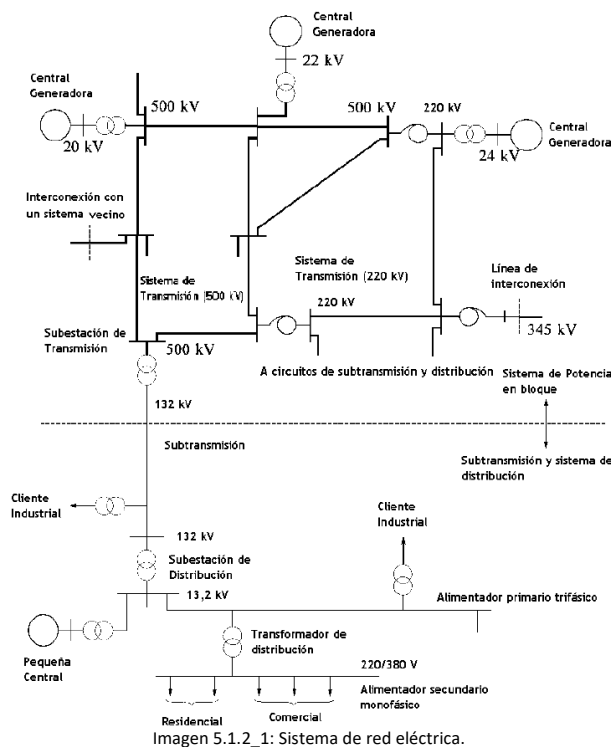
Los sistemas eléctricos de potencia varían en su tamaño y en sus componentes estructurales. Sin embargo, todos tienen las mismas características básicas:

- Están compuestos de sistemas trifásicos de corriente alterna que operan esencialmente a tensión constante. Las instalaciones de generación y transmisión emplean equipamiento trifásico. Las cargas industriales son invariablemente trifásicas, las cargas residenciales y económicas monofásicas están distribuidas igualmente entre las fases, de manera de formar tan efectivamente como sea posible un sistema trifásico balanceado. La transmisión en corriente continua de alta tensión (HVDC) es atractiva para el transporte de grandes bloques de potencia sobre grandes distancias. El punto

de cruce más allá del cual la transmisión en corriente continua puede resultar una alternativa competitiva a una transmisión en corriente alterna está alrededor de los 500 km para las líneas aéreas y 50 km para cables subterráneos o submarinos. Para una línea HVDC que se inserta en un sistema de CA, existen convertidores de estado sólido en ambos extremos de la línea de CC que operan como rectificadores e inversores. Como el costo de una línea de transmisión HVDC es menor que la de una de CA con la misma capacidad, el costo adicional de los convertidores para la transmisión de CC se compensa cuando la línea es suficientemente larga.

- La generación se efectúa mayoritariamente por máquinas sincrónicas.
- Se realiza la transmisión de potencia sobre una distancia significativa hasta los consumidores diseminados en áreas muy vastas. Esto requiere que el sistema de transmisión comprenda subsistemas que operan a diferentes niveles de tensión. La creciente necesidad de transmitir grandes cantidades de potencia a largas distancias creó un incentivo para emplear progresivamente mayores niveles de tensión. Los incentivos para este incremento constante de las tensiones de transmisión han sido:
 - Aumento en la distancia de transmisión y en la capacidad de transmisión.
 - Caídas menores en la tensión de línea.
 - Pérdidas reducidas en la línea.
 - Requisitos reducidos de derecho de vía por MW transmitido.
 - Menores costos de capital y de operación de la transmisión.

La potencia eléctrica se produce en centrales de generación y se transmite a los consumidores a través de una compleja red de componentes individuales, incluyendo líneas de transmisión, transformadores y elementos de maniobra, como se muestra en el ejemplo de la siguiente imagen.



El sistema en su conjunto consiste así de múltiples fuentes de generación y varias capas de redes de transporte. Esto provee un elevado grado de redundancia estructural que le permite al sistema afrontar inusuales contingencias sin interrupción de servicio a los consumidores.

La mayor limitante de la energía eléctrica es que no puede ser almacenada en grandes cantidades. Eso significa que la potencia consumida debe ser igual a la potencia generada instante a instante. Este hecho implica que el despacho de generación necesita una previsión acertada de la demanda. Cualquier variación en la oferta de generación o en la demanda real con respecto a la prevista, obliga a realizar variaciones al despacho previsto.

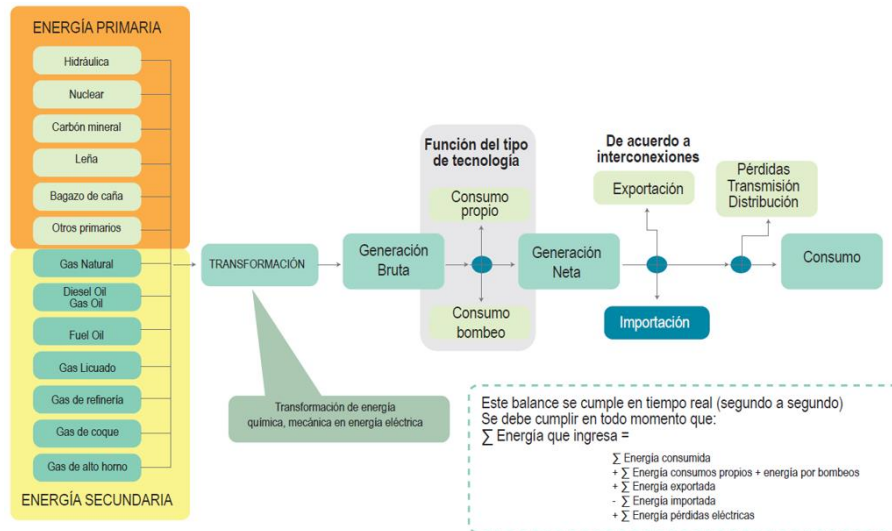


Imagen 5.1.2_2: Balance de energía.

Un sistema de potencia adecuadamente diseñado y operado debe, por lo tanto, satisfacer los siguientes requerimientos fundamentales:

- a) El sistema debe ser capaz de satisfacer a la demanda, continuamente variable, tanto para la potencia activa como para la reactiva. A diferencia de otros tipos de energía, la electricidad no puede almacenarse convenientemente en cantidades suficientes. Por lo tanto, debe mantenerse una adecuada reserva rotante de potencia activa y reactiva, que además debe controlarse apropiadamente en todo instante de tiempo.
- b) El sistema debe suministrar energía a un costo mínimo y con el mínimo impacto ecológico.
- c) La “calidad” del suministro de energía debe verificar ciertos estándares con respecto a los siguientes factores:
 - Constancia de la frecuencia.
 - Constancia de la tensión.
 - Nivel de confiabilidad.
 - Todos los aspectos relacionados con la Calidad de la Energía.

La *confiabilidad* del servicio es una exigencia cada vez más importante, a medida que la situación industrial y social se hace más compleja. La industria moderna depende casi totalmente del suministro eléctrico. Para la sociedad, la iluminación, calefacción, refrigeración, ascensores, servicios a hospitales resultan elementos imprescindibles para su funcionamiento. Sin embargo, está expuesto a interrupciones de servicio, las que se deben tratar de minimizar.

La creciente interconexión de sistemas y los modernos sistemas automáticos de control y protección, más la constante capacitación del personal que opera sistemas o componentes de los sistemas eléctricos y los que lo proyectan, diseñan, construyen o mantienen, tiende a conferirles mayor seguridad o confiabilidad al suministro. Sin embargo, se debe considerar, que todo aumento de la confiabilidad tiene inexorablemente asociado un costo adicional que lamentablemente puede afectar el objetivo de la seguridad.

La *tensión* del suministro al usuario debe mantenerse lo más constante posible y dentro de los valores que fijan las normas de calidad. Tensiones inferiores a las especificadas para los aparatos de uso del cliente, reducen la luminosidad de lámparas incandescentes, dificultan el encendido de tubos fluorescentes y provocan calentamiento en motores por corrientes elevadas. Si son elevadas las tensiones, reducen la vida útil de las lámparas de iluminación y por calentamiento en el hierro de los motores, también se reduce su vida útil.

Las sobretensiones temporarias provocan también daños en las aislaciones o su degradación que deriva en daños prematuros de su vida útil.

La *frecuencia* de la corriente alterna es otro parámetro cuya modificación atenta con los valores de diseño con los que fueron calculados los motores o máquinas donde el flujo es canalizado por núcleos de hierro, así como altera el funcionamiento de los dispositivos donde la frecuencia es un parámetro de funcionamiento. La frecuencia está relacionada con la velocidad de los generadores, la que suele modificarse cuando la potencia demandada no es exactamente equiparada con la generada.

Los parámetros de frecuencia y tensión se controlan regulando la entrada de combustible a los generadores, o sea la potencia mecánica del motor, y la excitación del generador respectivamente. Este control puede ser manual o en los sistemas complejos y modernos, mediante controladores más o menos automatizados.

En Argentina, las variaciones admisibles son:

Tensión 132kV +/- 5% 500kV +/- 3% MT: +/- 7% BT: +/-10%
Frecuencia 50 +/- 0.2 Hz

En el planeamiento y proyecto de los sistemas eléctricos se debe optar por las alternativas que tienden a un abaratamiento del costo de la energía. No obstante, con el sistema ya funcionando, se debe operar de la manera más económica, priorizando los conceptos de calidad y confiabilidad.

Los factores que afectan las condiciones de operación de un sistema pueden ser:

- Variaciones de la curva de carga.
- Cambios en los precios de los combustibles. Disponibilidad de combustibles.
- Entrada en servicio de nuevas unidades de generación.
- Nuevas instalaciones en la red de transporte.
- Fallas / Salidas de servicio de generadores o transporte.

Un sistema eléctrico se puede representar como se muestra en la siguiente figura.

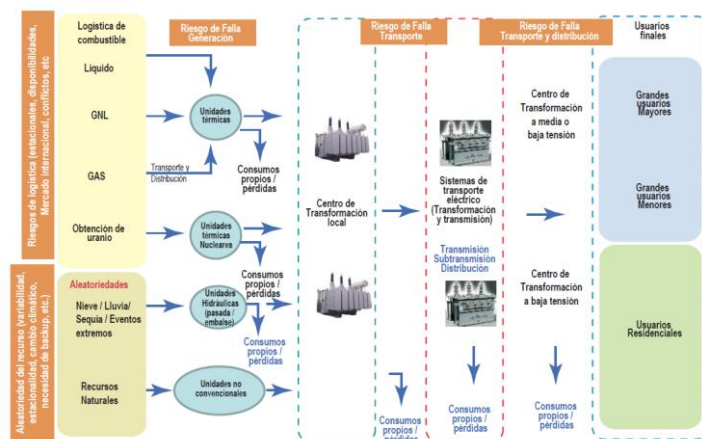


Imagen 5.1.2_3: Elementos e interacciones en un sistema eléctrico de potencia.

La planificación del sistema combina consideraciones sobre variables que son de corto plazo o de operación, como el margen de reserva necesario del sistema, la disponibilidad de los combustibles, el cubrimiento de la demanda según el momento del tiempo, hora, semana o mes (en función del detalle de la información y el alcance de la evaluación) o las cuestiones eminentemente de largo plazo.

5.2 Generadores Eléctricos

Los generadores eléctricos son dispositivos que convierten diferentes formas de energía en energía eléctrica. En su conjunto, tienen una amplia gama de aplicaciones, desde la generación de electricidad en plantas de energía a gran escala hasta generadores portátiles de emergencia, motores eléctricos y en diversas aplicaciones industriales donde se requiere una fuente confiable de energía. Son valorados por su alta eficiencia en la conversión de energía, lo que los hace indispensables en la infraestructura energética moderna.

Una de las principales ventajas de los generadores eléctricos es su diseño robusto y duradero, capaz de operar de manera eficiente y continua en diversas condiciones. Además, existe una amplia gama de tamaños y capacidades, lo que permite su uso en diversas aplicaciones.

La provisión de energía eléctrica a los usuarios en los sistemas de servicio público se realiza bajo la forma de sistemas trifásicos a distintas tensiones y a frecuencias de 50 o 60 Hz, según los países. Por ejemplo, nuestro país y la mayor parte de Sudamérica, toda Europa Continental y la mitad de Japón, emplean la frecuencia de 50 Hz. En cambio, Brasil, Estados Unidos, Canadá, Gran Bretaña y la otra mitad de Japón, entre otros, emplean la frecuencia de 60 Hz.

El empleo de la corriente alternada permite su transformación a distintas tensiones, de manera que, independientemente de la tensión de generación, para el transporte de la energía eléctrica se la lleva a la tensión más conveniente, según la potencia a transportar y la distancia a la cual debe ser transportada. Prácticamente en todas las centrales del mundo, la energía se genera en alternadores (generadores sincrónicos), accionados por máquinas térmicas o hidráulicas. Sin embargo, se debe destacar que se está empleando cada vez más la generación con máquinas asincrónicas, generadores rotativos de corriente continua y sistemas estáticos que convierten continua en forma alterna de frecuencia fija.

○ Generadores Sincrónicos:

Estos generadores convierten energía mecánica en energía eléctrica y operan en sincronización con la frecuencia de la red eléctrica. Su funcionamiento se basa en el giro de un rotor, impulsado generalmente por turbinas (hidráulicas, de vapor o gas), dentro de un campo magnético. Los generadores sincrónicos son los más utilizados en grandes plantas de generación. Son máquinas de alta eficiencia

Están compuestos principalmente de una parte móvil o rotor y de una parte fija o estator. El inductor o rotor, está conformado por un núcleo magnético y un conductor dispuesto en forma de espiras, mientras que el estator o inducido es fijo y se encuentra bobinado de forma trifásica. Al rotor se le suministra una corriente continua para su excitación, la que genera un campo magnético. Al hacer girar el rotor mediante una máquina primaria, se produce un campo magnético giratorio. Este campo, induce en los devanados del estator una fuerza electro motriz (F.E.M.) alterna senoidal.

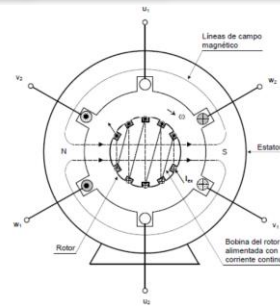


Imagen 5.2_1: Diagrama generador eléctrico.

Las turbinas hidráulicas presentan mejor rendimiento a baja o moderada velocidad. Por lo tanto, las máquinas utilizadas en centrales hidráulicas tienen rotor de polos salientes en los que los devanados del rotor están concentrados sobre los polos del circuito magnético. Poseen un gran número de pares de polos. Generalmente trabajan con velocidades de entre 100 y 750 r.p.m., lo que equivale a 4 o 30 pares de polos respectivamente. Estos generadores tienen un diámetro considerable respecto de su dimensión axial.

Las turbinas de centrales térmicas presentan mejores rendimientos a velocidades elevadas por lo que las velocidades de rotación son de 1500 a 3000 r.p.m., lo que corresponde a uno o dos pares de polos respectivamente. Son de rotor cilíndrico o liso en donde los devanados están distribuidos sobre pequeñas ranuras del rotor. En estos casos, el rotor de polos salientes no resultaría mecánicamente adecuado por los elevados esfuerzos mecánicos efecto de la fuerza centrífuga. Los turbogeneradores poseen una dimensión axial grande respecto de su diámetro.

La frecuencia de la corriente alterna producida será una función del número de pares de polos de la máquina y de la velocidad de giro.

$$f = \frac{n_s \times p}{60}$$

Siendo:

f : Frecuencia de la fuerza electromotriz inducida en ciclos por segundo o Herz [Hz].

p : Cantidad de pares de polos.

n_s : Velocidad de giro del rotor [r.p.m].

○ Generadores Asíncronos (de Inducción)

A diferencia de los generadores síncronos, los generadores asíncronos no están sincronizados con la frecuencia de la red. También transforman energía mecánica en eléctrica, pero requieren de un suministro externo de energía reactiva para iniciar su funcionamiento. Su aplicación más común se encuentra en generación eólica y en situaciones donde se requiere una instalación de bajo costo y menor mantenimiento. Son menos complejos que los síncronos y, aunque no controlan la frecuencia del sistema, son útiles en sistemas descentralizados o de pequeña escala.

Estos generadores no tienen la capacidad de controlar directamente la frecuencia del sistema. Para conectarse a la red, necesitan una fuente externa de energía reactiva (generalmente proporcionada por el sistema eléctrico o mediante bancos de capacitores). Al conectarse a la red, estos generadores inducen una corriente en el rotor a partir del campo magnético generado en el estator. La velocidad de rotación del rotor es ligeramente diferente a la frecuencia de la red. En sistemas de energía eólica, por ejemplo, se utiliza un variador de frecuencia para adecuar la energía generada a la frecuencia de la red antes de la conexión.

Para conectarse con la red, dependen del sistema eléctrico para iniciar su magnetización y funcionar correctamente. Esto significa que requieren un sistema ya operativo para sincronizarse.

○ Máquinas de Corriente Continua (CC)

Las máquinas de corriente continua son generadores que producen electricidad en forma de corriente continua. Este tipo de corriente no varía su dirección con el tiempo, a diferencia de la corriente alterna (CA). Los generadores de CC pueden utilizar diferentes fuentes de energía para producir electricidad, como celdas de combustible o paneles solares.

Para conectarse a una red eléctrica de corriente alterna (CA), requieren de inversores para convertir la salida de CC en CA, sincronizando la frecuencia con la de la red eléctrica (generalmente 50 o 60 Hz, dependiendo del país). Sin los inversores, no sería posible integrar la corriente generada al sistema de distribución eléctrica estándar. Además de convertir la corriente continua generada en corriente alterna, ajustan la frecuencia y el voltaje para que coincidan con los parámetros de la red eléctrica.

5.2.1 Características de los Principales Tipos de Generación

La generación de energía eléctrica se lleva a cabo mediante diversos tipos de generadores, cada uno adaptado a diferentes necesidades y recursos disponibles. Los *generadores convencionales*, como las plantas térmicas que utilizan combustibles fósiles, han sido la columna vertebral de la producción energética durante décadas, proporcionando una capacidad constante y confiable. Por otro lado, *los generadores hidráulicos* aprovechan el potencial del agua en movimiento para generar electricidad, siendo especialmente valiosos por su capacidad de almacenamiento y ajuste en la producción. En la actualidad, *los generadores renovables* están ganando protagonismo debido a su sostenibilidad y bajo impacto ambiental. Asimismo, la *generación distribuida* permite que la producción de energía se realice de manera más local, a través de instalaciones pequeñas y diversificadas. Esta variedad de generadores refleja la complejidad y dinamismo del sistema eléctrico actual, donde la combinación de fuentes es fundamental para un suministro eficiente y sostenible. A continuación, se desarrollan las características de los principales tipos de generación.

Generadores Convencionales

a) Generadores Turbovapor:

Los turbogeneradores de vapor son generadores que utilizan vapor de agua a alta presión y temperatura como fluido de trabajo para producir electricidad. El mismo se genera típicamente mediante la quema de combustibles fósiles como carbón, gasoil, fueloil, gas natural o biogás. En su funcionamiento, el vapor a alta presión se expande a través de las etapas de la turbina, lo que hace girar sus álabes y, consecuentemente, el eje del generador acoplado. Este movimiento rotacional se convierte en electricidad a través del generador.

Estos turbogeneradores son ampliamente utilizados en grandes plantas de generación eléctrica debido a su capacidad para generar grandes cantidades de energía de manera continua. También se encuentran en plantas de cogeneración, donde el vapor residual puede utilizarse para otros fines, como calefacción. La eficiencia de estos generadores puede ser mejorada mediante el uso de calderas de recuperación de calor y la reutilización del vapor en ciclos adicionales.

Entre las ventajas de los turbogeneradores de vapor se incluyen su alta capacidad de generación y la posibilidad de operar de manera continua durante largos periodos. Son especialmente eficaces en grandes instalaciones donde se requiere una fuente de energía estable. Sin embargo, su principal desventaja radica en la dependencia de combustibles fósiles y las emisiones asociadas.

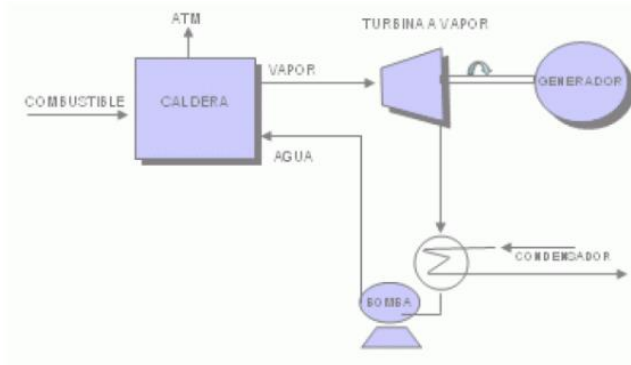


Imagen 5.2.1_1: Esquema generador turbo vapor.

b) Generadores Turbogas:

Los turbogeneradores de gas son dispositivos que utilizan gases de combustión como fluido de trabajo para generar electricidad. Estos gases son típicamente derivados de la quema de combustibles como gas natural y en menor medida diésel o fueloil. El funcionamiento de estos generadores se basa en la expansión de gases calientes y presurizados a través de la turbina, lo que provoca la rotación del eje de la turbina y del generador conectado a ella.

Son particularmente útiles en aplicaciones donde se requiere una generación de energía rápida y flexible, como en plantas de ciclo combinado y en instalaciones donde es crucial una rápida respuesta a la demanda eléctrica. Los turbogeneradores de gas son valorados por su capacidad de encendido y apagado rápido, lo que los hace ideales para aplicaciones donde la demanda de energía fluctúa.

A pesar de su flexibilidad y capacidad de respuesta, los turbogeneradores de gas presentan una eficiencia menor en comparación con los turbogeneradores de vapor. Sin embargo, en un sistema de ciclo combinado, donde se utiliza el calor residual para generar vapor adicional, la eficiencia total del sistema puede mejorar significativamente. Entre las desventajas, se incluye la necesidad de un suministro continuo de combustible, lo que puede implicar costos elevados y una dependencia de los precios del mercado de combustibles fósiles.

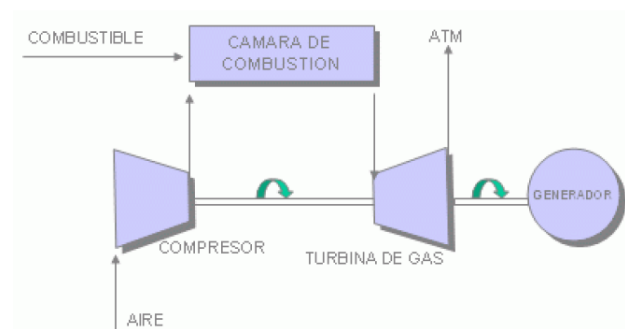


Imagen 5.2.1_2: Esquema generador turbo gas.

c) Generadores de Ciclo Combinado:

El ciclo combinado es una tecnología de generación eléctrica que combina una/s turbina/s de gas y una turbina de vapor en un solo sistema integrado, con el objetivo de mejorar la eficiencia térmica total. Este sistema aprovecha el calor residual de los gases de escape de la turbina de gas, y lo aprovecha para generar vapor en una caldera de recuperación de calor. Este vapor, a su vez, impulsa una turbina de vapor adicional, lo que proporciona una segunda etapa de generación de electricidad.

El ciclo combinado se emplea comúnmente en plantas de generación de energía a gran escala debido a su alta eficiencia, que puede llegar hasta el 60%, mucho mayor que la de los ciclos simples. Estas plantas son capaces de generar grandes cantidades de electricidad con menores emisiones de CO₂ por unidad de energía generada, lo que las convierte en una opción atractiva desde el punto de vista ambiental.

Entre las ventajas del ciclo combinado se destacan su alta eficiencia y menor impacto ambiental en comparación con otros sistemas de generación basados en combustibles fósiles. Sin embargo, la complejidad del sistema implica mayores costos de instalación y mantenimiento. Además, la dependencia de combustibles fósiles sigue siendo una desventaja, aunque se ha mejorado significativamente la eficiencia en comparación con ciclos simples.

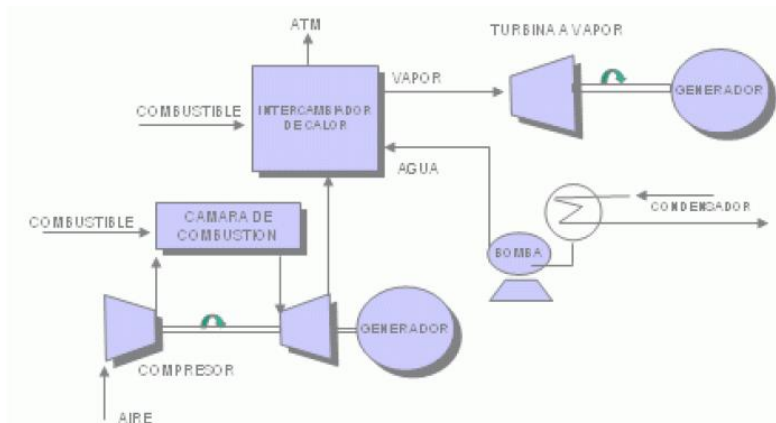


Imagen 5.2.1_3: Esquema generador ciclo combinado.

d) Proceso de Cogeneración:

La cogeneración es una tecnología que permite la producción simultánea de energía eléctrica y térmica a partir de una única fuente de energía primaria, como carbón, gasoil, fueloil, gas natural o biogás. Este sistema es altamente eficiente, ya que utiliza el calor residual del proceso de generación eléctrica para otros fines, como calefacción, procesos industriales o para generar más electricidad a través de un ciclo adicional.

La cogeneración se utiliza en una variedad de aplicaciones, desde grandes plantas industriales hasta instalaciones comerciales y residenciales. Es especialmente ventajosa en lugares donde hay una demanda significativa tanto de electricidad como de calor. La eficiencia global del sistema de cogeneración puede superar el 80%, lo que representa un uso óptimo del combustible.

Entre las principales ventajas de la cogeneración se encuentran su alta eficiencia energética y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, debido a un menor consumo de combustibles fósiles. Sin embargo, su implementación puede ser costosa, y su eficiencia depende de la capacidad para utilizar el calor residual de manera efectiva. En situaciones donde no se pueda aprovechar el calor, la ventaja de la cogeneración se reduce considerablemente.

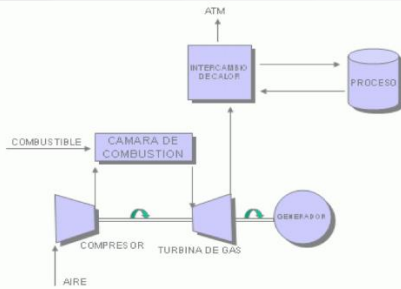


Imagen 5.2.1_4: Esquema generador cogenerador.

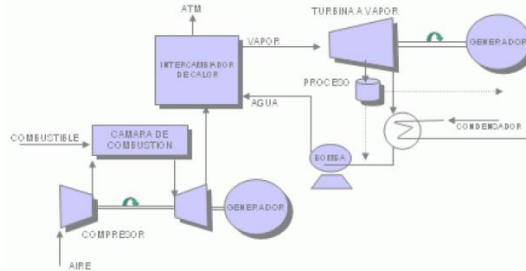


Imagen 5.2.1_5: Esquema generador ciclo combinado con cogenerador.

e) Motores de Combustión Interna:

Los motores de combustión interna son dispositivos que utilizan combustibles fósiles, como gasolina, diésel o gas natural, para generar electricidad. Funcionan mediante combustión. La misma se produce dentro de un cilindro produciendo expansión de gases que empuja un pistón. El mismo está conectado a un cigüeñal que rota y se transfiere a un generador que produce electricidad.

Estos motores son comunes en generadores portátiles, sistemas de energía de emergencia y en plantas de energía de pequeña escala. Son valorados por su capacidad para proporcionar energía de manera rápida y eficiente en situaciones donde se necesita una fuente de energía autónoma.

Las principales ventajas de los motores de combustión interna incluyen su flexibilidad y capacidad de respuesta, así como su relativa simplicidad de operación y mantenimiento. Sin embargo, tienen desventajas significativas, como las emisiones de gases contaminantes y la dependencia de combustibles fósiles. Además, su eficiencia es generalmente menor en comparación con otros sistemas de generación de energía a gran escala, y su impacto ambiental es considerable, especialmente en términos de emisiones de CO₂ y otros contaminantes.

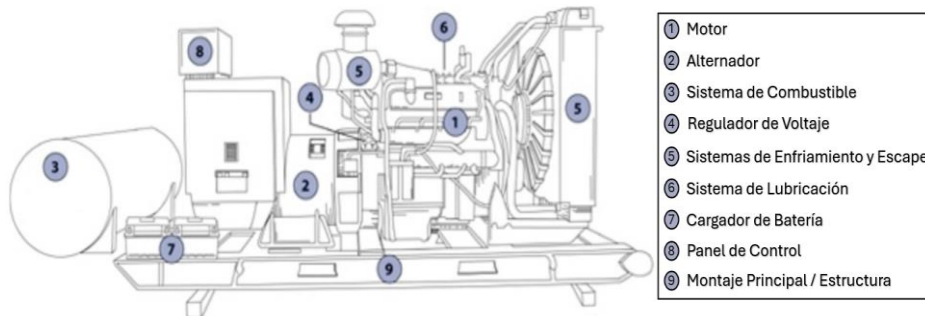


Imagen 5.2.1_6: Esquema generador con motor de combustión interna.

f) Centrales Nucleares:

Las centrales nucleares son instalaciones que utilizan la fisión de núcleos atómicos, comúnmente de uranio-235 o plutonio-239, para liberar grandes cantidades de energía térmica. Esta energía térmica se utiliza para generar vapor, que luego mueve una turbina conectada a un generador eléctrico. Las centrales nucleares son conocidas por su capacidad para generar grandes cantidades de energía de manera continua, lo que las hace adecuadas para satisfacer la demanda base de electricidad.

En el proceso de funcionamiento, la fisión nuclear en el reactor libera calor, que es transferido a un fluido refrigerante, generalmente agua. Esta agua se convierte en vapor que se utiliza para accionar una turbina. Las centrales nucleares no emiten CO₂ durante la generación de electricidad, lo que las convierte en una opción atractiva en términos de emisiones de gases de efecto invernadero.

Las aplicaciones incluyen la generación constante de electricidad a gran escala para la red eléctrica, con un suministro de energía estable y confiable. Sin embargo, la principal desventaja de las centrales nucleares es la gestión de residuos radiactivos, que requieren un manejo seguro durante miles de años. Además, los riesgos asociados con accidentes nucleares y la proliferación nuclear son preocupaciones significativas que limitan su aceptación en algunas regiones.

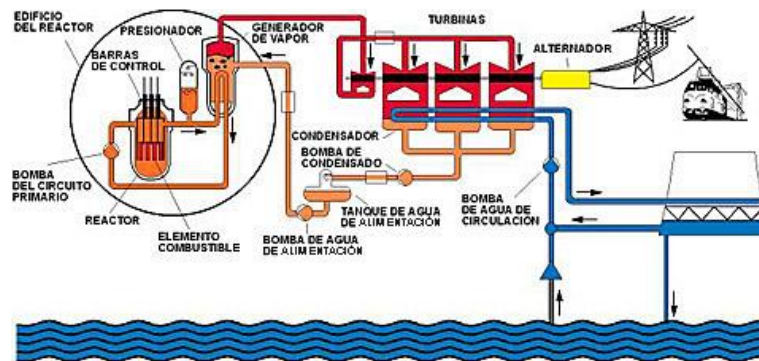


Imagen 5.2.1_7: Esquema generador nuclear.

Generadores Hidroeléctricos

Las centrales hidráulicas son instalaciones que aprovechan la energía potencial del agua almacenada en presas o la energía cinética de ríos en movimiento para generar electricidad. Su funcionamiento se basa en el principio de que, al liberar agua desde una altura, esta pasa a través de turbinas hidráulicas, generando un movimiento rotacional que se transforma en electricidad mediante un generador asociado.

Existen dos tipos principales de centrales hidráulicas: las centrales de pasada y las centrales de acumulación.

- **Centrales de Pasada:** Estas instalaciones utilizan el flujo continuo de un río sin crear grandes reservorios. La energía generada depende del caudal del río y, por lo general, son más adecuadas para operaciones de base, ya que generan electricidad de manera constante y durante todo el año. Dependen del caudal de la cuenca y de las imposiciones que dictamine el órgano de control de misma. Su impacto ambiental es menor en términos de inundación de tierras, aunque pueden afectar los ecosistemas acuáticos.
- **Centrales de Acumulación:** Estas centrales cuentan con grandes embalses que permiten almacenar agua y regular su liberación. Son capaces de responder rápidamente a cambios en la demanda, lo que las hace ideales para el despacho de punta. Durante períodos de alta demanda, pueden liberar agua almacenada para maximizar la generación de electricidad.

Las centrales hidráulicas son una de las fuentes de energía más utilizadas en el mundo, destacándose por su capacidad para generar grandes cantidades de electricidad de manera continua y con bajas emisiones de gases de efecto invernadero. Sus aplicaciones incluyen la generación de electricidad para la red nacional, así como el suministro de energía a comunidades rurales o aisladas.

Entre las ventajas de las centrales hidráulicas se incluyen su capacidad de almacenamiento de energía, bajo costo operativo una vez construidas y durabilidad. Sin embargo, presentan desventajas significativas, como el alto costo inicial de construcción y los impactos ambientales, incluyendo la alteración de ecosistemas acuáticos y el desplazamiento de comunidades.

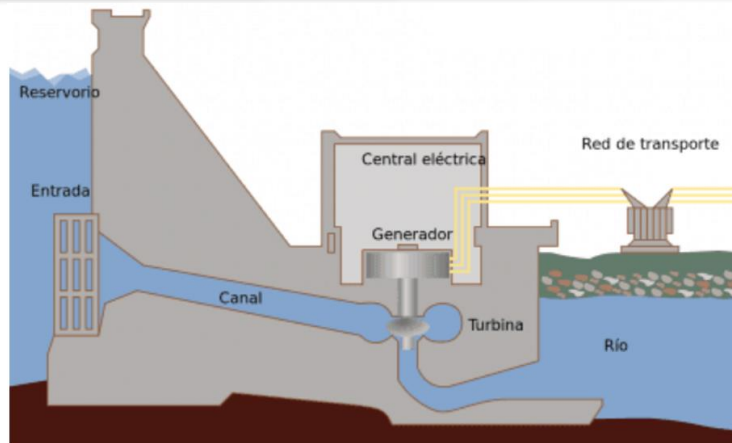


Imagen 5.2.1_8: Esquema generador hidráulico.

En Argentina, las centrales hidráulicas más significativas se distribuyen por el país como se muestra a continuación:

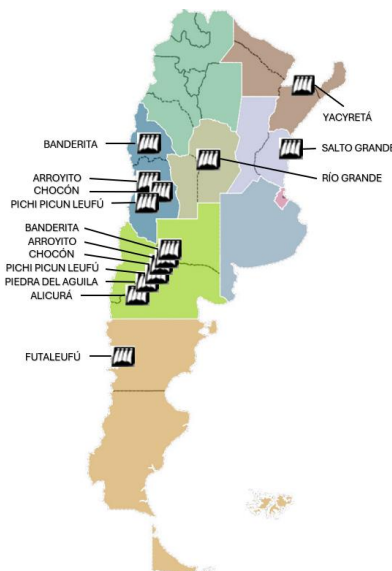


Imagen 5.2.1_9: Centrales hidráulicas más representativas en Argentina.

Se observa gran potencial hidráulico en Comahue y Cuyo que debe ser trasladado a los centros de consumo como son el Centro y Buenos Aires. Las dos centrales más significativas son Salto Grande y Yacretá ubicadas en Corrientes y Entre Ríos respectivamente.

Generadores Renovables

a) Generadores Eólicos:

Los generadores eólicos son dispositivos que convierten la energía cinética del viento en energía eléctrica mediante el uso de aerogeneradores. Estos sistemas se componen de grandes hélices montadas en torres, que capturan la energía del viento y la transfieren al rotor. Este rotor está conectado a un multiplicador y este a un generador, que convierte el movimiento en electricidad. La función principal del multiplicador es aumentar la velocidad de rotación de la turbina. La mayoría de los aerogeneradores tienen rotores que giran a velocidades relativamente bajas (generalmente entre 10 y 20 r.p.m). Sin embargo, para generar electricidad de manera eficiente, el generador eléctrico necesita girar a una velocidad mucho mayor (por lo general, entre 1000 y 1800 r.p.m). El multiplicador convierte esta baja velocidad de entrada en una alta velocidad de salida, permitiendo que el generador produzca electricidad de manera efectiva.

La energía eólica es una fuente renovable y limpia, y son cada vez más comunes en regiones con vientos fuertes y consistentes. Se utilizan tanto en grandes parques eólicos que suministran electricidad a la red nacional, como en pequeñas instalaciones para comunidades aisladas o para uso industrial.

Los aerogeneradores pueden ser de sustentación o de resistencia de acuerdo a la forma en que se aproveche la energía del viento. Los de sustentación son las más utilizadas, en ellas el viento circula por ambas caras de las palas las cuales tienen perfiles geométricos distintos. En los mismos, se crea un área de depresión en la cara superior respecto de la cara inferior, por lo que se origina la fuerza de sustentación. Este principio de funcionamiento es similar a lo que ocurre con las alas de los aviones.

Existen generadores tanto de eje vertical como de eje horizontal. Los aerogeneradores de eje vertical representan solo el 1% del total instalado en el mundo. Los de eje horizontal se diferencian de acuerdo a:

- Cantidad de palas
- Ubicación de rotor respecto al viento
 - Barlovento
 - Sotavento

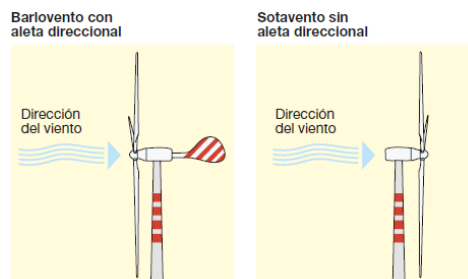


Imagen 5.2.1_10: Ubicación del rotor respecto al viento en aerogenerador.

Más del 90% de los generadores instalados son de eje horizontal a barlovento y con 3 palas. Las ventajas de utilizar este tipo constructivo es que se maximiza la eficiencia aerodinámica dado que no hay interferencias con la torre. El hecho de tener 3 palas mejora la compensación de las fuerzas aerodinámicas y posee un menor momento de inercia con respecto al de dos palas. Además, al girar más despacio disminuyen el ruido y las vibraciones.

Para velocidades de viento muy bajas el rotor comienza a girar y el alternador genera una tensión que aumenta junto con la velocidad del viento. Para poder acoplarse a la red los aerogeneradores precisan una velocidad de viento mínima, de acoplamiento o cut-in (alrededor de los 2-5 m/s). Luego alcanzan un valor de potencia nominal en velocidades entre los 12-14 m/s (velocidad nominal). Por seguridad, poseen sistemas para desconectar el aerogenerador para velocidades superiores a los 25 m/s (velocidad de desconexión o cut-off).

Si los aerogeneradores se encuentran en la superficie terrestre, se denominan on shore, si están construidos en el agua, se denominan off shore.

Las principales ventajas de los generadores eólicos incluyen la ausencia de emisiones de gases de efecto invernadero durante su operación y su capacidad para generar electricidad en regiones remotas. Sin embargo, su eficiencia depende en gran medida de la ubicación geográfica y de las condiciones del viento, lo que puede limitar su aplicación en algunas áreas. Además, los generadores eólicos pueden ser ruidosos y afectar visualmente el paisaje, lo que a veces genera oposición en comunidades locales.

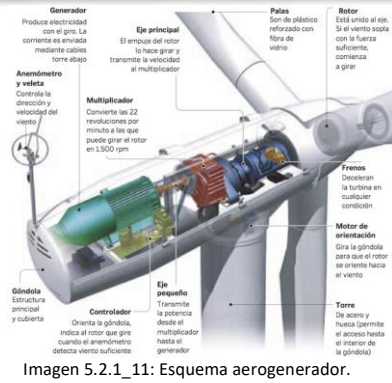


Imagen 5.2.1_11: Esquema aerogenerador.

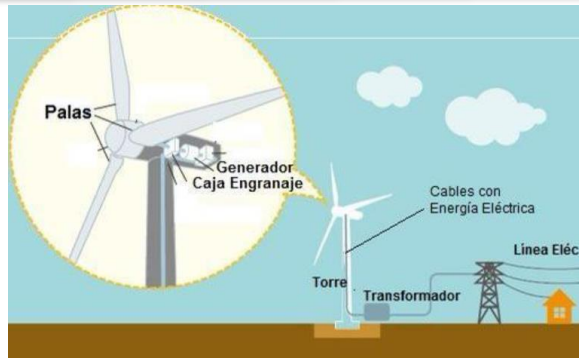


Imagen 5.2.1_12: Conexión aerogenerador con el sistema.

b) Generadores Solares:

Los generadores solares aprovechan la radiación solar para generar electricidad de dos formas principales, mediante paneles fotovoltaicos o sistemas de concentración solar. Los paneles fotovoltaicos convierten la luz solar directamente en corriente continua (CC) a través del efecto fotoeléctrico, mientras que los sistemas de concentración utilizan espejos para focalizar la luz en un punto, generando calor que se utiliza para mover una turbina de vapor.

La energía solar es una de las fuentes de energía renovable más limpias y abundantes, con aplicaciones que van desde la alimentación de hogares individuales hasta grandes plantas solares que generan electricidad para redes nacionales. Es especialmente útil en regiones con alta radiación solar y donde se requiere una fuente de energía descentralizada.

Entre las ventajas de los generadores solares se destacan la ausencia de emisiones durante la operación, la reducción de la dependencia de combustibles fósiles, y la capacidad de instalación en ubicaciones diversas, incluyendo tejados y terrenos no aptos para la agricultura. Además, hay que agregar la fiabilidad de las plantas, ya que carecen de partes móviles y la modalidad del sistema, ya que para aumentar la potencia de la planta basta con aumentar el número de paneles. Sin embargo, las desventajas incluyen la intermitencia de la generación, ya que depende de la luz solar, y los altos costos iniciales de instalación, aunque estos se han reducido significativamente en los últimos años.

Un parque solar con paneles fotovoltaicos conectado a la red eléctrica se puede visualizar con la siguiente imagen.

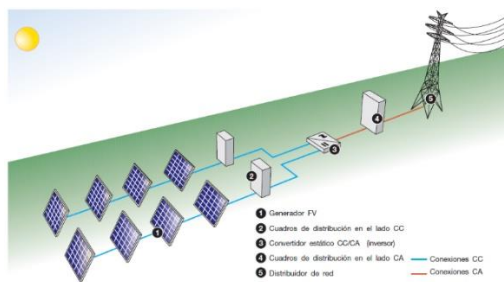


Imagen 5.2.1_13: Esquema generador solar fotovoltaico.

Cuando la luz solar incide sobre los paneles, se produce una excitación de los electrones en el material semiconductor que contienen en su interior. Algunos fotones son absorbidos por el material semiconductor, lo que provoca que los electrones se liberen de sus átomos. La liberación de electrones crea una corriente eléctrica. Las células solares están diseñadas con un campo eléctrico interno que ayuda a mover los electrones liberados hacia un lado de la célula, creando así un flujo de corriente. Esta corriente generada es corriente continua (CC).

Los inversores desempeñan un papel crucial al convertir la corriente continua (CC) generada por los paneles solares en corriente alterna (CA), que es el tipo de electricidad que se utiliza en las

redes eléctricas y en la mayoría de los dispositivos eléctricos. Además, también ayudan a optimizar el rendimiento de los paneles solares al maximizar la energía extraída de ellos, y permiten la desconexión segura del sistema en caso de fallos o mantenimiento.

La conexión de las cadenas de paneles que componen el campo solar de la planta FV es posible si se cumple principalmente lo siguiente:

- Un solo inversor para todas las plantas (inversor único o con inversor central).
- Un inversor por cadena.
- Un inversor para varias cadenas (planta con varios inversores).

En una planta FV conectada a la red pública, los sistemas de medición interpuestos deben detectar:

- La energía eléctrica tomada de la red.
- La energía eléctrica inyectada a la red.
- La energía producida por la planta FV.

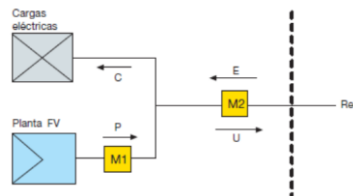


Imagen 5.2.1_14: Sistema de medición generador solar fotovoltaico.

$$U - E = P - C$$

Siendo:

- U: La energía producida por la planta FV e inyectada a la red.
- E: La energía extraída de la red.
- P: La energía producida por la planta FV (energía subvencionada por la tarifa regulada).
- C: La energía consumida por la instalación del usuario.

Por otro lado, los sistemas de concentración solar (CSP) son tecnologías que utilizan espejos o lentes para concentrar la luz del sol en un área pequeña (receptor), generando calor que se utiliza para producir electricidad. La luz solar se refleja en los grandes espejos y se enfoca en un receptor, ubicado en la punta de la torre, aumentando la intensidad de la luz y, por ende, la temperatura. La luz concentrada calienta un fluido térmico, como aceite o agua, que circula a través del receptor. Este fluido puede alcanzar temperaturas muy altas (por encima de 400 °C) y se utiliza para calentar agua en un generador de vapor, creando vapor a alta presión. El vapor generado impulsa una turbina conectada a un generador eléctrico, produciendo electricidad. Algunos sistemas CSP incluyen almacenamiento térmico, que permite almacenar el calor generado durante el día para producir electricidad incluso cuando no hay luz solar, como durante la noche.

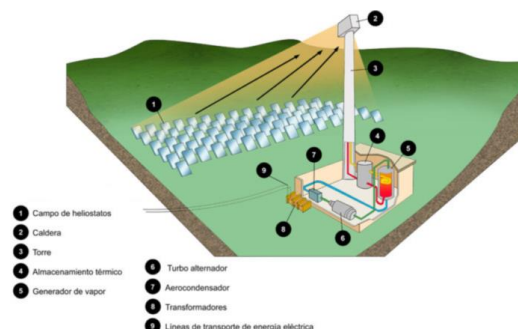


Imagen 5.2.1_15: Esquema generador solar con sistema de concentración.

c) Generadores de Biomasa:

Los generadores de biomasa utilizan materia orgánica, como madera, residuos agrícolas o biogás, para generar electricidad. La biomasa se quema directamente para producir calor, o se convierte en biogás a través de procesos de digestión anaeróbica, que luego se quema para generar vapor o para mover un motor de combustión interna. El vapor generado se utiliza para accionar una turbina conectada a un generador.

Este tipo de generación es una forma de energía renovable, siempre que la biomasa se gestione de manera sostenible. Se utiliza principalmente en regiones rurales donde los residuos agrícolas están disponibles en abundancia, o en plantas de energía que buscan reducir su huella de carbono utilizando fuentes de energía renovables.

Las ventajas de los generadores de biomasa incluyen la reducción de residuos y la capacidad de generar energía de manera continua. Además, la biomasa puede utilizarse en combinación con otros procesos industriales, como en plantas de cogeneración. Sin embargo, la desventaja principal es la emisión de contaminantes durante la combustión, aunque estas emisiones son menores en comparación con los combustibles fósiles. Por otro lado, la recolección y transporte de biomasa pueden implicar costos adicionales y desafíos logísticos.

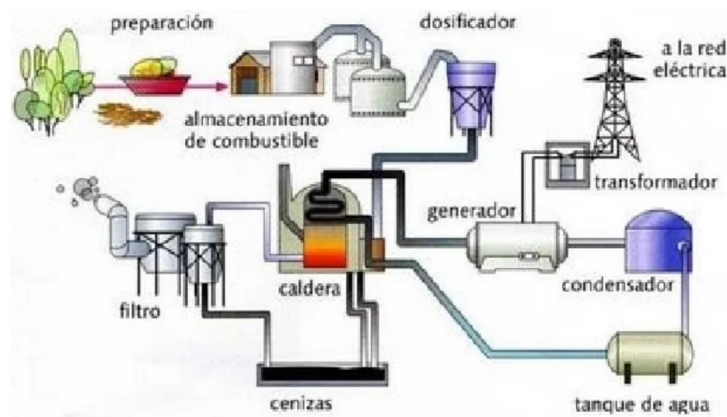


Imagen 5.2.1_16: Esquema generador de biomasa.

d) Energía del Oleaje:

Los generadores de energía del oleaje capturan la energía del movimiento de las olas del mar, una tecnología emergente con gran potencial en regiones costeras. Estos generadores utilizan dispositivos como boyas, osciladores o columnas de agua oscilante para convertir el movimiento del agua en energía mecánica, que luego es transformada en electricidad por un generador.

La energía del oleaje es una fuente de energía renovable que tiene la ventaja de ser más predecible que la energía eólica o solar, ya que las olas son un fenómeno constante en muchas partes del mundo. Su aplicación se encuentra principalmente en zonas costeras, donde la energía puede ser generada y utilizada localmente o inyectada en la red eléctrica.

Las ventajas de los generadores de energía del oleaje incluyen su bajo impacto visual en comparación con otros generadores de energía renovable, y su capacidad para generar electricidad de manera constante. Sin embargo, la tecnología aún se encuentra en desarrollo, lo que implica altos costos de instalación y mantenimiento, así como desafíos técnicos relacionados con la durabilidad de los equipos en ambientes marinos adversos.

Los métodos de generación mediante energía de marea pueden clasificarse en:

o Generador de la Corriente de Marea:

Los generadores de corriente de marea hacen uso de la energía cinética del agua en movimiento a las turbinas de la energía, de manera similar al viento (aire en movimiento) que utilizan las

turbinas eólicas. Este método está ganando popularidad debido a costos más bajos y a un menor impacto ecológico en comparación con las presas de marea.

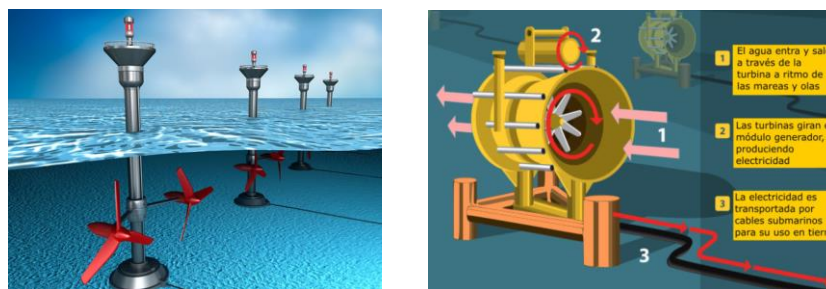


Imagen 5.2.1_17: Ilustraciones de generadores de corriente de marea.

○ Presas de Marea:

Las presas de marea hacen uso de la energía potencial que existe en la diferencia de altura (o pérdida de carga) entre las mareas altas y bajas. Las presas son esencialmente los diques en todo el ancho de un estuario, y sufren los altos costes de la infraestructura civil, la escasez mundial de sitios viables y las cuestiones ambientales.

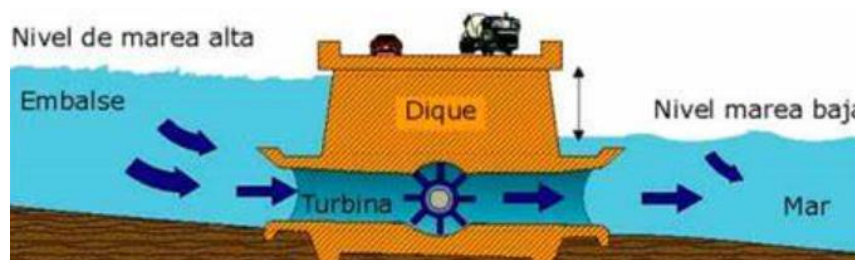


Imagen 5.2.1_18: Ilustración de generador de presa de marea.

El impacto ambiental del último método es en general bastante grave, como aterramiento del río, cambios de salinidad en el estuario en sus proximidades y cambio del ecosistema antes y después de las instalaciones, hecho que ha limitado su desarrollo.

En Argentina, existe una planta experimental en la península Valdez, que aprovecha las características geográficas de la zona para limitar el impacto ambiental de las instalaciones.

e) Centrales Hidráulicas de Baja Escala

Las centrales hidráulicas de baja escala son instalaciones pequeñas, típicamente con una capacidad inferior a 50 MW, que aprovechan corrientes de agua en ríos o arroyos pequeños para generar electricidad. Estas centrales funcionan de manera similar a las grandes centrales hidroeléctricas, pero con un impacto ambiental menor. Utilizan microturbinas para generar electricidad, lo que las hace ideales para comunidades rurales o remotas que no están conectadas a la red eléctrica nacional.

Este tipo de generación es altamente valorada en áreas donde grandes proyectos hidroeléctricos no son factibles o donde se busca minimizar el impacto ambiental. Las centrales hidráulicas de baja escala son conocidas por su durabilidad y bajo costo de operación una vez instaladas.

Las ventajas incluyen su bajo impacto ambiental, su capacidad para operar de manera continua, y la posibilidad de ser instaladas en ubicaciones remotas. Sin embargo, la principal desventaja es la cantidad limitada de energía que pueden generar, lo que las hace adecuadas principalmente para aplicaciones locales o como complemento a otras fuentes de energía.

➤ Potencial Renovable en Argentina:

Argentina presenta un notable potencial en energías renovables, gracias a su diversidad geográfica y climática. La región patagónica es una de las más destacadas a nivel mundial, con vientos constantes y de gran intensidad, lo que ha impulsado el desarrollo de parques eólicos en provincias como Chubut y Río Negro. También la zona sur de la provincia de Buenos Aires presenta condiciones favorables para esta fuente de energía. Asimismo, el noroeste argentino (NOA), particularmente en provincias como Jujuy y Salta, se caracteriza por su alta radiación solar, lo que convierte a esta región en un área estratégica para la generación de energía fotovoltaica. El clima árido y la elevada cantidad de horas de sol al año hacen que el potencial solar sea uno de los más altos del mundo. La energía hidráulica de pequeña escala, que utiliza ríos de menor caudal, también tiene un rol clave en el desarrollo de fuentes renovables. En la región de Comahue y la Patagonia, se encuentran cuencas hídricas que permiten el aprovechamiento de estas instalaciones, con un bajo impacto ambiental, contribuyendo a la descentralización energética. Adicionalmente, nuestro país, cuenta con una distribución amplia de recursos para la producción de biocombustibles, lo que permite que esta fuente de energía esté disponible a lo largo de diversas regiones del país.

Las ilustraciones que se muestran a continuación dan un pantallazo general del potencial renovable por región en Argentina.

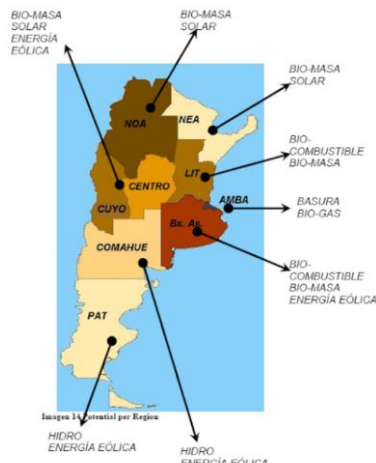


Imagen 5.2.1_19: Distribución centrales biocombustibles.



Imagen 5.2.1_20: Distribución centrales renovables.

Generación Distribuida y Dispersa

En las áreas donde se dificultaba (o no se justificaba económicamente) realizar ampliaciones en la red de transporte, se optó por utilizar generación de pequeño porte para solucionar problemas de bajas tensiones en líneas radiales que abastecían pequeñas demandas a grandes distancias (como el caso del Área NEA y el sur de la provincia de Santa Fe) y en casos donde la demanda aumentaba considerablemente por poco tiempo, como el caso de la Patagonia, NOA, NEA y Costa Atlántica Argentina que poseen demandas fuertemente estacionales. Poco a poco la generación distribuida se comenzó a integrar en redes de tensión inferiores al transporte. Inicialmente este tipo de generación se instalaba en centros cuya actividad tenía una alta repercusión social como por ejemplo hospitales, aeropuertos, que no toleraban una falta del servicio de energía eléctrica. Gracias a políticas de incentivos basadas fundamentalmente en primas o subvenciones, se han ido introduciendo nuevas tecnologías con un objetivo claramente diferenciado al caso anterior al aparecer un importante incentivo económico, ya que fueron una solución ante la falta de crecimiento del sistema de transporte.

Además, un aspecto destacable de la generación distribuida es su corto tiempo de instalación y puesta en servicio frente a los grandes generadores que requieren obras civiles importantes.

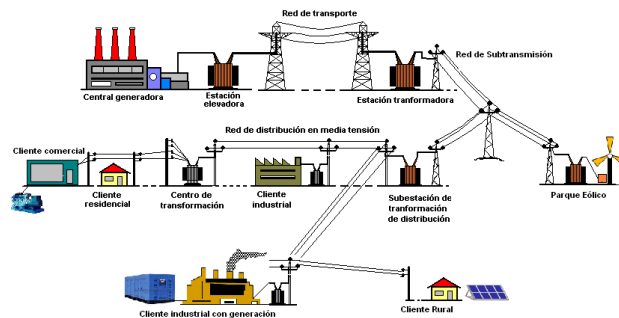


Imagen 5.2.1_21: Esquema generación distribuida.

La generación distribuida (DG) conlleva el uso de muchos generadores pequeños de 2 - 50 MW, instalados en varios puntos estratégicos en toda el área, de modo que cada uno proporciona energía a un pequeño número de consumidores cercanos. Estos generadores pueden ser solares, eólicos, hidroeléctricos mini/micro, turbinas de gas de alta eficiencia, o motores. Se pueden adicionar a estas tecnologías los sistemas de almacenamiento.

TECNOLOGÍA	EXPLOTACIÓN	GENERACIÓN
Generación Distribuida	Maduras	Motor Alternativo Turbina de Gas Minihidráulica Eólica Solar Térmica Fotovoltaica Residuos
		Semimaduras
	Emergentes	Marina Geotérmica
	Sistemas de Almacenamiento	Maduras
Semimaduras		Térmico Volante de Inercia Aire a Presión
Emergentes		Hidrógeno SMES Ultracapacidades

A continuación, se muestra cómo se distribuye la generación distribuida térmica en Argentina:

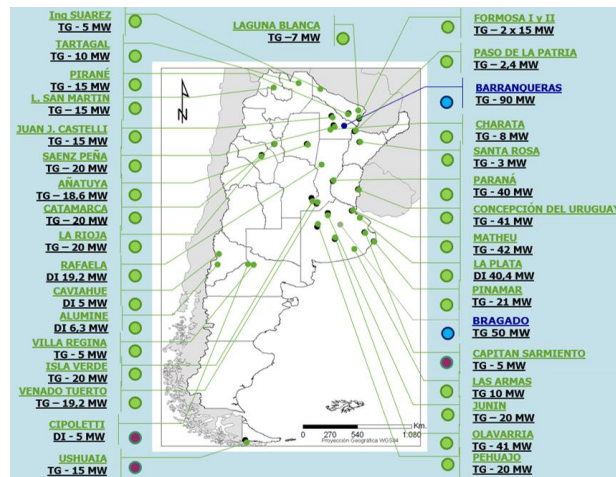


Imagen 5.2.1_22: Generación distribuida en Argentina.

5.2.2 Usos Operativos y Parámetros de los Generadores

En el ámbito de la generación de energía eléctrica, los generadores se clasifican según su uso operativo en el sistema eléctrico, en función de las necesidades de demanda y el tipo de energía que producen. La demanda eléctrica varía durante el día, y los generadores deben adaptarse a estas fluctuaciones para garantizar la estabilidad del suministro. Por ello, se emplean diferentes tipos de generadores según su capacidad de operación continua, flexibilidad y costos de operación.

De Base: Son los destinados a suministrar la mayor parte de la energía eléctrica de manera continua (base del diagrama de demanda).

- ❖ Tipos de centrales: Centrales nucleares, térmicas (CC, TGs, TVs), hidroeléctricas de pasada, y renovables.
- ❖ Por qué se usan de base: Estas plantas tienen costos de operación bajos y son capaces de operar de manera continua a plena carga. Son las primeras en despacharse porque ofrecen un suministro constante de energía, lo que es ideal para satisfacer la demanda mínima (carga base) que existe todo el tiempo.

De Semi-base: Son los destinados a cubrir la parte media del diagrama en forma discontinua. Por lo tanto, deben estar aptos para salir de servicio y entrar en servicio (operación cíclica), debido a las irregularidades de los diagramas de demanda.

- ❖ Tipos de centrales: Centrales térmicas de gas o de ciclo combinado y algunas hidroeléctricas.
- ❖ Por qué se usan de semi-base: Tienen una mayor flexibilidad que las centrales de base y pueden ajustarse mejor a los cambios en la demanda durante el día. Aunque tienen un costo de operación mayor que las centrales de base, siguen siendo económicas para operar durante la mayor parte del día.

De Punta: Son los destinados a cubrir los picos de la demanda, y por lo tanto deben entrar en servicio discontinuo (a veces más de una vez por día), por pocas horas.

- ❖ Tipos de centrales: Centrales térmicas (TGs, TVs, motores de combustión interna, generación distribuida y dispersa) e hidroeléctricas de mayor capacidad de almacenamiento.
- ❖ Por qué se usan de punta: Estas plantas son más costosas de operar, pero tienen la ventaja de poder encenderse y apagarse rápidamente. Se utilizan durante los picos de demanda, es decir, cuando la demanda de electricidad es más alta, generalmente por un corto período de tiempo.

De Reserva: Están normalmente fuera de servicio y se emplean para suplir deficiencias imprevistas, como fallas en equipos o escasez de agua en las centrales hidráulicas.

- ❖ Tipos de centrales: Centrales térmicas (TGs, TVs, motores de combustión interna, generación distribuida y dispersa) y algunas hidroeléctricas.
- ❖ Por qué se usan de reserva: Sirven como respaldo en caso de fallas en otras plantas o durante imprevistos en la demanda. No se operan constantemente, pero están listas para ser despachadas en caso de emergencia.

De Socorro o Móviles: Se desplazan al lugar donde son necesarios sus servicios, debido a algún déficit accidental. Son de potencia reducida y están montados sobre ruedas (camión o acoplado para el transporte por carretera, o sobre vagón para el transporte por ferrocarril o también sobre embarcación para transporte por agua).

- ❖ Tipos de centrales: Motores de combustión interna, generación distribuida y dispersa.
- ❖ Por qué se usan de socorro o móviles: Son un tipo de reserva, pero se activan específicamente en situaciones críticas para evitar apagones. Tienen un costo de operación alto, por lo que solo se usan en casos extremos.

De Acumulación: Almacenan la energía en horas de baja demanda (valle) y la entregan en horas de pico. La energía se almacena bajo diferentes métodos. Ejemplos de esas centrales son las centrales de bombeo Río Grande en Córdoba y Lo Reyunos en Mendoza, o las hidráulicas con almacenamiento, las cuales pueden almacenar energía de un semestre a otro si es necesario.

- ❖ Tipos de centrales: Centrales hidroeléctricas de bombeo, hidráulicas de almacenamiento.
- ❖ Por qué se usan: Estas plantas tienen la capacidad de almacenar energía para liberarla cuando la demanda es alta. Son útiles para equilibrar la oferta y la demanda en el sistema eléctrico. En el caso de las centrales de bombeo, el almacenamiento se realiza en horas de bajo requerimiento térmico (horas de valle). Las centrales de bombeo también se pueden utilizar para incrementar la demanda cuando la misma es reducida y no se pretende desconectar generadores en operación.

Este tipo de clasificación permite optimizar el uso de los recursos energéticos, minimizando costos y asegurando un suministro confiable y estable de electricidad.

Para el despacho de los generadores, es importante identificar los periodos de demanda los cuales reflejan los momentos de mayor y menor consumo eléctrico.

Horas Valle: Son las horas en las que la demanda es baja. Normalmente, esto ocurre durante la noche o muy temprano en la mañana, cuando la mayoría de las personas está durmiendo y las actividades son mínimas. Generalmente, durante estas horas de baja demanda, se utilizan los generadores más económicos y menos flexibles. Esto suele incluir a las plantas nucleares, plantas de ciclo combinado, plantas hidroeléctricas de pasada y la generación renovable. Estos generadores tienen costos de operación relativamente bajos y suelen estar en funcionamiento continuo.

Horas Intermedias: Estas son las horas en las que la demanda no es ni extremadamente alta ni extremadamente baja. Generalmente, se encuentran entre las horas pico y las horas valle. Se activan generadores térmicos adicionales, se modula la generación de los que se encuentran en funcionamiento, y en sistemas con almacenamiento en embalses, las plantas hidroeléctricas también pueden ajustar su producción.

Horas Pico: Son las horas del día en las que la demanda de electricidad es más alta. Generalmente, esto ocurre durante las horas del mediodía, cuando las temperaturas suelen ser elevadas y se utiliza aire acondicionado, o por la noche cuando la gente llega a casa y se enciende el alumbrado público. Aquí, para el despacho, se suman las plantas térmicas de gas, motores diésel y centrales hidráulicas con almacenamiento. Las horas de pico varían en función a los días de la semana, las épocas del año y los acontecimientos sociales particulares.. En las horas de pico, se trata de maximizar el despacho hidráulico de punta con el fin de desplazar a las centrales térmicas de mayor costo.

Como se destacó anteriormente, los acontecimientos sociales modifican el consumo eléctrico. Se puede observar cómo durante el primer y segundo tiempo del partido de Argentina vs Arabia por el mundial 2022, la demanda cayó fuertemente, tuvo un pico en el entretiempo y luego se recuperó a los valores predespachados por la programación diaria (curva celeste).



Imagen 5.2.2_1: Variación de la demanda en día de partido de Argentina.

El siguiente grafico ilustra como se despachan los generadores para las 24h en función al comportamiento de la demanda.

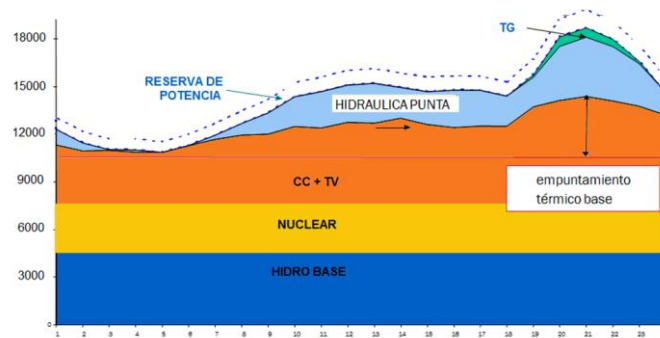


Imagen 5.2.2_2: Despacho de generadores en función de la demanda y la hora.

Para comprender cómo se gestiona y optimiza la generación de energía eléctrica, es crucial familiarizarse con varios parámetros claves que definen las capacidades y la eficiencia de las centrales generadoras. Estos parámetros no solo describen la capacidad nominal de las plantas, sino también cómo responden ante diversas condiciones operativas y de demanda.

Potencia Instalada: Potencia máxima que puede entregar una central (o sistema), sin limitaciones transitorias ni permanentes. Es la potencia de chapa de cada generador (o la suma de estas).

Potencia Efectiva: Potencia que realmente puede entregar una central.

Potencia Disponible: Indica cuánta capacidad de la potencia efectiva está lista para ser utilizada en un momento dado. Este parámetro tiene en cuenta las limitaciones transitorias y por lo tanto, es la potencia que está en condiciones de ser operada.

Potencia Operada: Son las máquinas en servicio con sus potencias disponibles. Es la potencia despachada más la reserva rotante o caliente.

Potencia Despachada o Generada: Es la que suministran instante a instante, las máquinas, centrales o el sistema.

Reserva: Es la diferencia entre la Potencia Disponible y la Potencia Despachada.

- ❖ **Reserva Fría:** Es la reserva que, si bien está en condiciones operables, no se encuentra en servicio. Es decir, es la potencia disponible menos la potencia operada. Tiempo estimado de actuación de 30 minutos a 8 horas. Incluye a centrales térmicas.
- ❖ **Reserva Rotante o caliente:** Es la reserva que puede utilizarse instantáneamente, dado que se encuentra en servicio. Es la potencia operada menos la potencia despachada.
 - **Momentánea o Rotante:** Tiempo estimado de actuación hasta cinco minutos. Puede ser cubierta por equipamientos que estén trabajando (rotando) con potencias por debajo de la efectiva. Incluye centrales térmicas o hidroeléctricas.
 - **De Corto Tiempo o Caliente:** Tiempo estimado de actuación hasta diez minutos. Incluye turbo gas, ciclos combinados e hidroeléctricas de embalse.

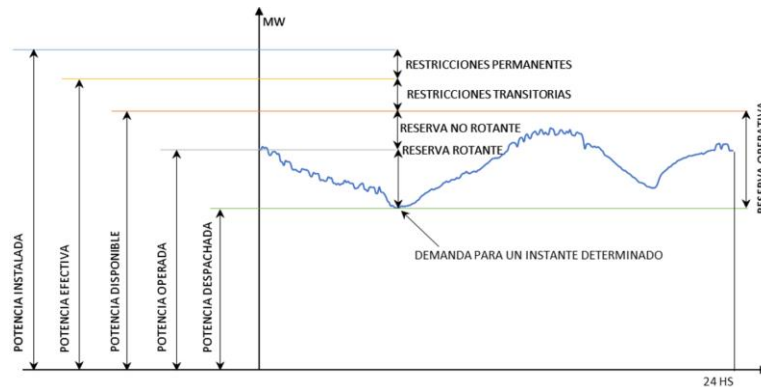


Imagen 5.2.2_3: Parámetros generadores.

A continuación, se presenta un diagrama representativo del despacho de cargas en Argentina, considerando las variaciones de la demanda a lo largo de las distintas horas del día.

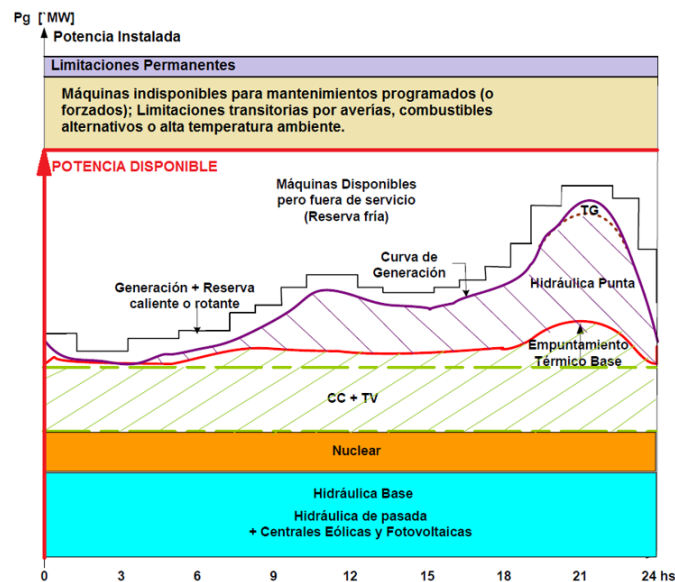


Imagen 5.2.2_4: Despacho de generadores en Argentina.

En el diagrama, se observa que las energías renovables, la generación hidráulica (de pasada) y la nuclear, se utilizan como de base, por lo tanto, si están disponibles para generar, con recursos primarios a disposición, se despachan, reemplazando generación menos económica. Las centrales térmicas son flexibles y pueden ser ajustadas para adaptarse a la variabilidad de la demanda. Las centrales de ciclo combinado generalmente se utilizan de base, ya que poseen el mejor rendimiento, le siguen las centrales turbovapor. El uso de centrales térmicas se incrementa durante las horas pico, donde la demanda es más alta. Aquí se despachan centrales de Gas, hidráulicas de punta y motores de combustión interna.

Los generadores renovables, como los solares y eólicos, presentan una variabilidad inherente debido a su dependencia de factores climáticos, como la radiación solar y la velocidad del viento. Esta variación genera incertidumbre en la producción de energía, ya que no siempre es posible predecir con precisión cuándo y cuánta energía se generará. Por este motivo, la incorporación de las energías renovables puede alterar el diagrama de despacho de forma repentina, como se muestra en un ejemplo a continuación.

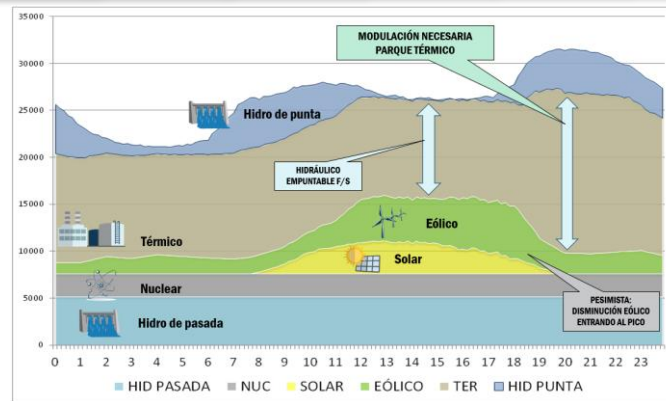


Imagen 5.2.2_5: Despacho de generadores en Argentina con generación renovable.

La generación solar tiene una operación predecible. Entra en servicio entre las 5h y las 8h y salen de servicio entre las 17h y 19h. En cambio, el parque eólico puede operar todo el día, pero depende fuertemente de las condiciones climáticas, pudiendo aumentar o disminuir su generación de forma repentina. En el gráfico, se observa un aumento entre las horas 9h y 12h y descenso entre las 18h y 19h. Queda en evidencia la fuerte incidencia de la generación renovable en el despacho, ya que entre las 18h y las 19h, el sistema dejó de contar con generación solar y se redujo fuertemente la generación eólica, esto sumado al aumento de la demanda, entrando en horas de pico nocturno. Para poder abastecer a la demanda, se tuvo que aumentar el despacho de generadores térmicos y las centrales hidráulicas de punta.

El gráfico destaca la modulación necesaria en el parque térmico, lo que indica que, en función de las fluctuaciones de la generación renovable (eólica y solar) y la demanda, es necesario ajustar la producción en las plantas para mantener el equilibrio del sistema.

Para que la gestión de un sistema eléctrico de potencia sea confiable, seguro y para mantener los más elevados estándares de calidad de servicio, el sistema debe contar con reservas suficientes en generación y así poder garantizar el normal abastecimiento de la demanda.

En Argentina, la frecuencia en el sistema eléctrico se mide en Hercios (Hz), y su valor nominal está estandarizado en 50 Hz. Los límites máximos y mínimos de desviación de la frecuencia están definidos para garantizar un funcionamiento seguro y eficiente del sistema. Tal es así, que se estableció un rango operativo para la frecuencia que va desde los 49,8Hz a los 50,2Hz. El control de reservas pretende mantener a la frecuencia dentro de los parámetros fijados.

Se puede dividir en dos estados particulares de los generadores:

➤ **Generadores Fuera de Servicio:**

Todas las centrales tienen una potencia disponible declarada para despachar si es necesario, de las cuales, solo algunas de ellas se comprometen a ofrecer sistemas de reserva fría, es decir, que pueden entregar cierta cantidad de potencia en un tiempo estipulado. Pueden ser reserva fría de 20 minutos, 10 minutos y 5 minutos, que se diferencian en el tiempo en que la central puede entrar en servicio.

➤ **Generadores en Servicio:**

Las máquinas en servicio, proporcionan potencia de forma instantánea y la diferencia entre la potencia disponible y la potencia generada instantánea, se denomina reserva rotante, y es la reserva de potencia que tiene la central para entregar al sistema. A su vez, la reserva rotante se puede dividir en la regulación primaria de potencia (RPF), regulación secundaria de potencia (RSF) y/o reservas rotantes de 5 minutos y 10 minutos.

La RPF es obligatoria para todas las centrales, las que no participan son penalizadas. Es la primera reserva que hace frente a una perturbación. Se realiza en conjunto, entre todos los generadores habilitados para realizar RPF. La RSF puede ser llevada a cabo por una, dos o más de dos en

conjunto y las reservas rotantes de 5 minutos y 10 minutos la proporcionan solo los generadores habilitados. En el siguiente grafico se detalla lo antes mencionado.

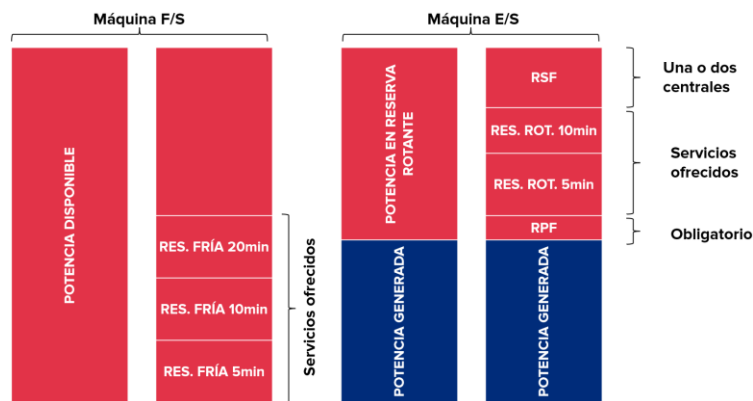


Imagen 5.2.2_6: Detalle de los diferentes tipos de reservas.

La Regulación Primaria de Frecuencia (RPF): La RPF es la regulación rápida, destinada a equilibrar los apartamientos de la frecuencia. Se realiza a través de equipos instalados en las centrales que permiten modificar en forma automática su producción de energía. En Argentina, para alcanzar el valor óptimo de reserva primaria, la sumatoria de las potencias de las maquinas en servicio destinado al control, debe ser de por lo menos el 3% de la demanda horaria.

La RPF responde en función a la curva de variación de la frecuencia generadas por perturbaciones en el sistema. La frecuencia puede apartarse de los 50 Hz hacia arriba como hacia abajo, y por lo tanto, el aporte de RPF responde generando una acción opuesta a la variación, de manera de amortiguarla lo más rápido posible. Por ejemplo, en situaciones donde la frecuencia aumenta, es necesario que los generadores respondan de manera inversa, reduciendo la potencia entregada. Este ajuste tiene como objetivo aminorar la pendiente de variación y restablecer la frecuencia hacia su valor nominal de 50 Hz. Si una central en servicio no realiza RPF, otra central debe hacer frente al faltante, y tendrá una remuneración mayor, así como la que no aporta es penalizada.

Esta regulación intenta acarrear al sistema a un punto estable, mitigando la perturbación, no siempre alcanzando los 50 Hz, pero si en busca de un valor constante de la misma. Posteriormente, la RSF responde con el fin de reducir la diferencia con la consigna de frecuencia.

La Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF): La función principal de la RSF es absorber las variaciones de la demanda con respecto a la pronosticada para el sistema eléctrico en régimen normal o de amortiguar las variaciones de la frecuencia frente a perturbaciones en el sistema. Dichas variaciones son mitigadas en primera instancia por la RPF. La función de la RSF es restituir los valores normales a la regulación primaria y hacer frente a la variación de la frecuencia hasta que el sistema restituya un nuevo punto de operación, en lo posible, cercano o igual a 50 Hz. Una vez alcanzado, se aumenta generación de las maquinas en servicio o ingresa generación fuera de servicio, con el fin de restablecer los valores de RSF previos a la perturbación.

En nuestro país, la RSF es llevada a cabo por una central, dos centrales en conjunto o por una central o más de una en modo AGC. Las maquinas deben estar habilitadas para poder llevar a cabo la RSF y generalmente son centrales hidroeléctricas.

Para alcanzar el valor óptimo de reserva secundaria, la sumatoria las potencias de las maquinas en servicio destinado al control, debe ser de por lo menos el 2,1% de la demanda horaria.

La Regulación Terciaria de Frecuencia: Tiene el objetivo de compensar el desfase horario entre el reloj sincrónico y el real. Tiene el fin de devolverle el margen de actuación a las máquinas que aportan a la RSF.

El siguiente grafico ilustra el comportamiento de las regulaciones antes mencionadas. Ante un aumento considerable en la demanda (disminución de la frecuencia), en primer lugar, actúa la RPF, logrando estabilizar la frecuencia a valores por debajo de la consigna y en segundo lugar actúa la RSF, restituyendo los valores iniciales de RPF y logrando igualar a la frecuencia con el setpoint.

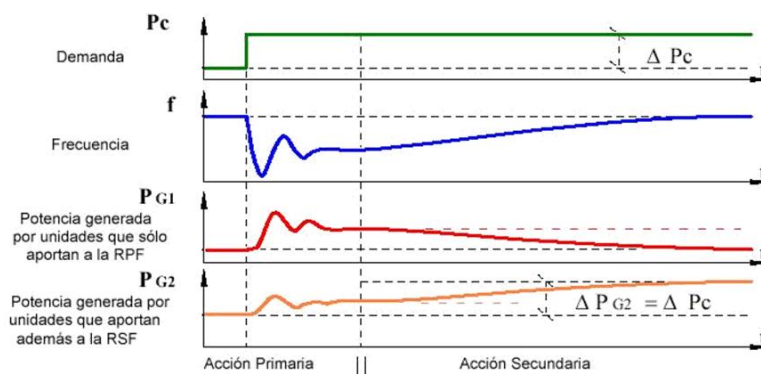


Imagen 5.2.2_7: Respuesta de las reservas ante perturbaciones.

El Control Automático de generación (AGC) fue recientemente incorporado para realizar la RSF. Facilita la realización de la RSF para una o múltiples centrales de manera conjunta. Para esto, calcula el error de control de área, basado en la derivación de la frecuencia (el error de control de área es una medida de la cantidad de generación que hay que agregar o quitar en el sistema para llevar a la frecuencia a 50 Hz), y lo utiliza como dato de entrada para realizar la acción de control. La misma depende de cuantas maquinas realicen la RSF. Si hay más de una, cada maquina tiene un factor de participación, que responde a una parte del total del error. En cada central, una vez que se calcula la potencia deseada, se compara con la actual, y se corrige. Por lo tanto, el AGC permite regular la generación de energía en conformidad con restricciones económicas y operativas.

5.2.3 Rendimiento de los Generadores Eléctricos

El rendimiento de los generadores de energía eléctrica es un factor crítico que determina la eficiencia con la que convierte la energía de una fuente en electricidad utilizable. El mismo se expresa generalmente como un porcentaje, indicando la proporción de la energía de entrada que se transforma en energía eléctrica. Varía ampliamente dependiendo del tipo de generador y la tecnología utilizada. La eficiencia es un factor crítico que no solo afecta la cantidad de electricidad producida, sino también el impacto ambiental y los costos operativos.

Mejorar el rendimiento de los generadores es un objetivo continuo en la ingeniería eléctrica, impulsado por la necesidad de reducir emisiones, conservar recursos y mejorar la sostenibilidad de la generación de energía.

El siguiente cuadro resume de forma general los rendimientos de los diferentes tipos de generación.

CENTRALES	RENDIMIENTO	FACTORES CLAVES	MEJORAS
Turbo Vapor y Centrales Nucleares	35 - 40 % Plantas combustibles fosiles	Eficiencia de la caldera, temperatura y presión del vapor, calidad del combustible, temperatura ambiente y presión atmosférica	Optimización del sistema de enfriamiento y utilización de ciclos de regeneración (uso de calderas supercríticas y ultra-supercríticas)
	Hasta 45% Plantas Nucleares		
Turbo Gas	30 - 40 % Plantas de ciclo simple	Temperatura de combustión, eficiencia del compresor y la turbina, temperatura ambiente y presión atmosférica	Tecnologías de enfriamiento de aire, mejoras en la combustión, uso de intercambiadores de calor y mejoras en la aerodinámica de las turbinas
Ciclo Combinado	Hasta 60%	Integración efectiva de las turbinas de gas y vapor, recuperación de calor, temperatura ambiente y presión atmosférica	Optimización de la temperatura de entrada al ciclo de vapor y mejoras en la tecnología de recuperación de calor
Cogeneradores	70 - 90 % (combinada eléctrica y térmica)	Temperatura ambiente, calidad del combustible y eficiencia de recuperación de calor	Mejor aislamiento térmico, recuperación de calor mejorada y optimización de la carga
Motores combustión interna	30%-45%	Temperatura ambiente, presión atmosférica y calidad del aire	Uso de turbocompresores, optimización de la mezcla aire-combustible y enfriadores de aire de admisión
Hidroeléctricas	85-90%	Calda de agua, eficiencia de la turbina hidráulica, diseño del generador, presión atmosférica y sedimentación	Modernización y mantenimiento de las turbinas y generadores, reducción de pérdidas en la transmisión y optimización del flujo de agua
Eolicas	30-45% (factor de capacidad promedio)	Velocidad y consistencia del viento, diseño de la turbina, ubicación del parque eólico	Diseño aerodinámico avanzado, tecnologías de control de paso y orientación y mantenimiento
Solares	Fotovoltaicos	Calidad y orientación de los paneles, tecnología de las células solares, concentración y almacenamiento de energía y limpieza	Tecnologías de células solares de nueva generación, almacenamiento térmico y baterías, sistemas de seguimiento solar y refrigeración activa
	De Concentración Solar		
Geotérmicas	10-20%	Temperatura y presión del fluido geotérmico y tecnología de turbina	Uso de tecnologías de ciclo binario y mejora de la gestión de reservorios
Biomasa	20-30% Para plantas de combustión directa	Tipo y calidad de la biomasa, tecnología de conversión, control de la combustión	Tecnologías de pretratamiento de biomasa, mejora en la eficiencia de las calderas y turbinas
	Hasta 35-40% para plantas de gasificación		

5.2.3.1 Factores que Afectan el Rendimiento de los Generadores

1. Temperatura Ambiente:

La temperatura ambiente tiene un impacto crucial en el rendimiento de los generadores eléctricos, ya que afecta el ciclo de conversión de energía.

En los generadores térmicos con condensadores, las altas temperaturas reducen la eficiencia del ciclo termodinámico al disminuir la diferencia de temperatura entre el foco caliente y el frío. En general, la potencia generada es directamente proporcional a la masa de aire que ingresa en el proceso de combustión. Para un mismo volumen de aire, la masa entrante, por efecto de la densidad, resulta inversamente proporcional a la temperatura. Esto afecta la capacidad de convertir calor en energía mecánica, con una reducción significativa en la potencia producida. En las centrales nucleares, aunque la reacción de fisión no depende directamente de la temperatura ambiente, los sistemas de refrigeración enfrentan problemas en ambientes calurosos, limitando la eficiencia operativa. En las plantas de biomasa, la combustión es menos eficiente en climas cálidos, por la misma razón que en las térmicas convencionales. Además, la temperatura influye en el secado del combustible. Combustibles con mayor contenido de humedad requieren más energía para quemarse eficientemente, afectando la producción neta de energía.

En los generadores hidráulicos, el impacto de la temperatura ambiente es menor, pero no insignificante. En climas muy fríos, pueden resultar problemas de congelación en las turbinas o en los conductos de agua, lo que puede dificultar la generación o incluso dañar los equipos. En climas cálidos, las pérdidas por evaporación en los embalses pueden reducir el caudal disponible para generación, afectando la capacidad de producción.

En las energías renovables, la temperatura afecta de manera distinta. En los paneles solares, la eficiencia disminuye con temperaturas altas, ya que los semiconductores funcionan mejor a temperaturas moderadas. En las turbinas eólicas, la densidad del aire disminuye con el aumento de la temperatura, lo que reduce la capacidad del viento para generar energía, incluso a la misma velocidad del viento. En las plantas geotérmicas, la temperatura ambiente tiene un efecto indirecto, ya que los sistemas de refrigeración pueden operar menos eficientemente en ambientes cálidos.

2. Presión Atmosférica:

La presión atmosférica influye sobre la densidad del aire, afectando principalmente a los generadores que dependen del flujo de aire o de la combustión.

En los generadores térmicos y geotérmicos, la baja presión atmosférica, especialmente en regiones de altitud elevada, disminuye la cantidad de oxígeno disponible para la combustión, lo que reduce la eficiencia y la potencia generada.

En las plantas nucleares e hidráulicas, la presión atmosférica tiene un impacto mínimo en la generación de energía.

En los generadores renovables, la presión atmosférica juega un papel clave en la energía eólica, ya que, a menor presión, la densidad del aire disminuye, reduciendo la cantidad de energía que las turbinas pueden captar del viento. En las plantas solares, la presión atmosférica no afecta directamente el funcionamiento de los paneles, pero sí puede influir en la refrigeración de los sistemas en grandes instalaciones solares concentradas.

3. Humedad Relativa:

La humedad relativa afecta el rendimiento de los generadores eléctricos al alterar las condiciones de combustión y la eficiencia de los sistemas de enfriamiento.

En los generadores térmicos, una alta humedad en el aire puede diluir la mezcla de combustible y aire, disminuyendo la eficiencia de la combustión. En las plantas nucleares, una mayor humedad puede generar problemas de condensación en los sistemas de refrigeración, lo que aumenta el riesgo de corrosión y reduce la eficiencia operativa. En las plantas de biomasa, el contenido de humedad en el combustible también es crucial. Un combustible húmedo reduce el calor disponible para la generación de energía, afectando negativamente el rendimiento.

En las plantas hidráulicas, la humedad relativa no tiene un efecto directo significativo sobre la producción de energía, pero las condiciones de alta humedad pueden aumentar la corrosión en los equipos expuestos, como turbinas y válvulas, lo que incrementa los costos de mantenimiento.

En los paneles solares, la condensación en climas húmedos puede interrumpir la radiación solar, reduciendo la eficiencia de los paneles. En las turbinas eólicas, la humedad puede afectar el desgaste de las aspas y componentes mecánicos debido a la exposición prolongada a la intemperie.

4. Calidad del Combustible:

La calidad y la composición del combustible utilizado en los generadores tienen un impacto directo en su rendimiento. Los combustibles de baja calidad o contaminados pueden afectar la eficiencia de la combustión y aumentar la formación de depósitos en los componentes del generador, lo que requiere más mantenimiento y puede reducir la vida útil del equipo. Además, la variabilidad en la composición del combustible puede afectar la estabilidad y la eficiencia operativa del generador.

5. Carga de Operación:

La carga de operación es otro factor crítico que afecta el rendimiento de los generadores. Operar un generador por debajo o por encima de su capacidad nominal puede reducir la eficiencia del ciclo de generación eléctrica. Los generadores están diseñados para operar de manera más eficiente dentro de ciertos rangos de carga. Desviaciones significativas de esta carga óptima pueden resultar en una eficiencia reducida y un mayor consumo de combustible por unidad de energía generada.

En los generadores térmicos y nucleares, operar a carga plena suele ser más eficiente, ya que los ciclos son más efectivos cuando están cerca de su capacidad máxima. En las plantas hidráulicas, la carga de operación depende de la disponibilidad de agua y en las energías renovables depende de las condiciones naturales.

6. Mantenimiento y Estado del Equipo:

El mantenimiento regular y el estado general del equipo son fundamentales para mantener altos niveles de eficiencia en los generadores. Componentes desgastados, falta de lubricación adecuada, fugas de aire o vapor, y otros problemas mecánicos pueden reducir la eficiencia operativa y aumentar los costos de operación y mantenimiento. Un programa de mantenimiento preventivo adecuado es crucial para optimizar el rendimiento y prolongar la vida útil del generador.

7. Tecnología y Diseño del Generador:

La tecnología y el diseño específicos del generador también influyen en su rendimiento. Los avances en el diseño de turbinas, compresores, intercambiadores de calor y sistemas de control pueden mejorar la eficiencia global del ciclo de generación de energía.

En las plantas térmicas, los avances tecnológicos han permitido mejorar la eficiencia con sistemas modernos que aprovechan mejor el combustible y reducen las pérdidas de energía. Por ejemplo, las turbinas de ciclo combinado, que combinan turbinas de gas y vapor, son más eficientes que las turbinas de ciclo simple, ya que reutilizan el calor residual para generar más energía. En las plantas nucleares, el diseño de reactores de nueva generación está orientado a maximizar la seguridad y la eficiencia, permitiendo una operación más estable y con menor riesgo de incidentes.

En las plantas hidráulicas, el diseño de las turbinas es clave para optimizar el aprovechamiento del flujo de agua. Las turbinas modernas, como las de tipo Kaplan o Francis, son más eficientes en una gama más amplia de caudales y niveles de presión, lo que permite que las plantas hidroeléctricas funcionen de manera más flexible y eficiente, incluso en condiciones variables.

En el sector de las energías renovables, la tecnología está en constante evolución. Las turbinas eólicas modernas son más grandes y eficientes que las de generaciones anteriores, con aspas diseñadas para captar la mayor cantidad posible de energía del viento, incluso en zonas con velocidades de viento moderadas. Los paneles solares han visto avances en la tecnología de células fotovoltaicas, lo que ha mejorado su eficiencia y ha reducido los costos de instalación y mantenimiento. En las plantas geotérmicas, el diseño de los pozos y los sistemas de extracción ha mejorado, permitiendo una mayor durabilidad de los equipos y una mayor eficiencia en la conversión de energía térmica en eléctrica.

8. Condiciones Geográficas y Operativas:

Las condiciones geográficas son determinantes en el rendimiento de los generadores eléctricos, ya que afectan tanto la disponibilidad de recursos energéticos como la accesibilidad para el mantenimiento y la infraestructura de transmisión.

Las plantas térmicas se encuentran ubicadas típicamente cerca de fuentes de combustible, en zonas con acceso a la red de gas natural y próximas a reservorios de agua o ríos. Con esto, se facilita la logística del transporte de combustible y la refrigeración de los sistemas. Las plantas nucleares, en particular, suelen construirse cerca de grandes masas de agua, ya que requieren grandes cantidades de agua para enfriar los reactores. Las plantas de biomasa, aunque más flexibles en cuanto a ubicación, requieren estar cerca de fuentes sostenibles de biomasa para que el transporte del combustible no afecte los costos operativos.

Las centrales hidroeléctricas dependen directamente de las condiciones geográficas, ya que necesitan un caudal de agua. Las características geográficas como el relieve, el clima y la estacionalidad de las precipitaciones son factores críticos que determinan la capacidad de generación de una planta hidroeléctrica. La localización también influye en el tamaño y el diseño del embalse, así como en la capacidad de almacenamiento de agua para regulación estacional.

En las energías renovables, las condiciones geográficas son esenciales para la eficiencia. Las plantas solares requieren zonas con alta irradiación solar para maximizar la generación de

electricidad, mientras que las turbinas eólicas deben ubicarse en regiones con vientos constantes y suficientemente intensos para que sean rentables. Las plantas geotérmicas están condicionadas a la disponibilidad de fuentes de calor subterráneo, por lo que su ubicación depende directamente de la actividad geotérmica.

9. Integración con la Red Eléctrica:

La integración del generador con la red eléctrica y la capacidad de respuesta a las fluctuaciones de la demanda también afectan su rendimiento. Los generadores que pueden arrancar rápidamente y ajustar su salida de potencia de manera eficiente son más valiosos en sistemas eléctricos modernos que requieren flexibilidad operativa y estabilidad de la frecuencia.

En el caso de las energías renovables, como la solar y la eólica, la integración con la red presenta mayores desafíos debido a la intermitencia inherente de estas fuentes. Las fluctuaciones en la operación pueden generar problemas de estabilidad en la red, lo que requiere sistemas de compensación, como almacenamiento en baterías o plantas de respaldo.

En conclusión: La comprensión de estos factores y su impacto en el rendimiento de los generadores es fundamental para optimizar la operación y la eficiencia energética en las instalaciones de generación eléctrica. La aplicación de técnicas avanzadas de monitoreo, aplicación, mantenimiento y tecnologías mejoradas puede ayudar a mitigar los efectos negativos de estos factores ambientales y operativos, mejorando así el rendimiento y la sostenibilidad de la generación de energía eléctrica.

Existen diversos factores que afectan el rendimiento de los generadores eléctricos, incluyendo aspectos operativos y técnicos. El estado y mantenimiento de los equipos, las limitaciones técnicas, la calidad del combustible o las indisponibilidades, dependen de una combinación de condiciones internas y externas y son abordados de acuerdo con las responsabilidades de los agentes y otros actores involucrados. El presente proyecto se enfoca específicamente en los factores ambientales, dado que su influencia sobre la generación de energía es significativa. El objetivo es estudiar cómo las condiciones ambientales impactan el rendimiento de los generadores, sin considerar otros elementos que no estén directamente relacionados con el entorno.

5.2.3.2 Factores Ambientales que Afectan el Rendimiento de los Generadores

A continuación, se muestra un resumen de como los diferentes factores ambientales afectan el rendimiento de los principales tipos de generadores:

CENTRALES	CONDICIONES AMBIENTALES QUE AFECTAN EL RENDIMIENTO DE LAS CENTRALES
Turbovapor y Centrales Nucleares	Temperatura Ambiente: El aumento de la temperatura del aire reduce la densidad del aire y, por lo tanto, la masa de aire que ingresa al sistema de compresión de la turbina, lo que puede disminuir la eficiencia del ciclo térmico. La eficiencia del ciclo Rankine disminuye con altas temperaturas, ya que la efectividad del condensador se reduce, lo que disminuye la potencia neta del generador
	Presión Atmosférica: En altitudes más altas, donde la presión atmosférica es menor, el rendimiento del ciclo térmico puede reducirse debido a la menor densidad del aire y del vapor, afectando la compresión del aire y la expansión del vapor en las turbinas. Caso contrario, se facilita la condensación del vapor, lo que puede mejorar la eficiencia del condensador
	Disponibilidad de Agua: Requieren grandes volúmenes de agua para la condensación del vapor. La escasez de agua puede limitar la capacidad operativa
	Corrosión: Alta humedad y salinidad pueden acelerar la corrosión en las instalaciones, incrementando los costos de mantenimiento
	Humedad: Alta humedad puede dificultar la condensación del vapor, disminuyendo la eficiencia del ciclo
Turbogas	Temperatura Ambiente: El aire más caliente reduce la densidad y la masa de aire que entra en el compresor, disminuyendo así la eficiencia del ciclo. Con altas temperaturas debido a la menor densidad del aire, se reduce la cantidad de oxígeno disponible para la combustión
	Presión Atmosférica: A nivel del mar, la alta presión atmosférica aumenta la cantidad de oxígeno disponible para la combustión, mejorando la eficiencia. En altitudes elevadas, la menor presión atmosférica reduce la potencia de salida y la eficiencia del generador
	Altitud: Por cada 1000 metros de altitud, la potencia de una turbina de gas puede reducirse entre un 10% y un 15% debido a la disminución de la presión atmosférica y la densidad del aire
	Contaminación y Partículas: Polvo, cenizas y otras partículas en el aire pueden erosionar las palas de la turbina, reducir la eficiencia y aumentar la frecuencia de mantenimiento
	Humedad Relativa: La alta humedad relativa puede afectar la combustión en la cámara de combustión del generador de turbogas. Esto puede llevar a una combustión menos eficiente y, por lo tanto, a una disminución en la eficiencia general del generador
Ciclos Combinados y Cogeneradores	Son una combinación de las Turbovapor y Turbogas

CENTRALES	CONDICIONES AMBIENTALES QUE AFECTAN EL RENDIMIENTO DE LAS CENTRALES
Motores de combustión interna	Temperatura Ambiente: La potencia y eficiencia de los motores de combustión interna disminuyen con el aumento de la temperatura ambiente debido a la menor densidad del aire
	Presión Atmosférica: En altitudes elevadas, la menor presión atmosférica disminuye la densidad del aire, reduciendo la eficiencia de la combustión y la potencia generada
	Altitud: La eficiencia y la potencia de salida de los motores de combustión interna disminuyen significativamente con la altitud debido a la menor presión y densidad del aire
	Contaminación: Polvo y partículas en el aire pueden causar desgaste interno en los motores
	Humedad: Alta humedad puede reducir la cantidad de oxígeno disponible para la combustión
Hidroeléctricas	Temperatura del Agua: Las variaciones en la temperatura del agua pueden afectar la densidad y la viscosidad del agua, lo que puede influir en la eficiencia de las turbinas hidráulicas
	Caudal de Agua: El rendimiento de los generadores hidroeléctricos depende en gran medida del caudal de agua disponible. Las variaciones estacionales en los niveles de agua y el caudal pueden afectar la capacidad de generación de electricidad de la planta hidroeléctrica. En años de sequía, la producción puede reducirse drásticamente.
	Sedimentación: La acumulación de sedimentos en los embalses puede reducir la capacidad de almacenamiento y afectar el caudal disponible para generación
	Presión Atmosférica: La presión atmosférica puede influir en el fenómeno de cavitación en las turbinas hidráulicas. A menor presión, aumenta la probabilidad de daños por cavitación, lo que puede causar daños significativos a las turbinas
	Humedad: La alta humedad y la acumulación de sedimentos pueden reducir la eficiencia de las turbinas y aumentar los costos de mantenimiento
Eólicas	Velocidad del Viento: La eficiencia de los generadores eólicos está directamente relacionada con la velocidad y la consistencia del viento. Las variaciones en la velocidad del viento afectan la producción de energía eléctrica de manera significativa. La eficiencia de las turbinas eólicas depende de la velocidad del viento, siendo proporcional al cubo de esta
	Dirección del Viento: La dirección del viento también juega un papel crucial en la eficiencia de los generadores eólicos. Un diseño adecuado y una orientación óptima de las turbinas pueden maximizar la captura de energía eólica
	Temperatura: La temperatura afecta la densidad del aire; a temperaturas más bajas, el aire es más denso, aumentando la cantidad de energía extraída del viento
	Humedad y Salinidad: Aumentan la corrosión y el desgaste de las turbinas, especialmente en áreas costeras
	Turbulencias y Obstáculos: La presencia de turbulencias, causada por irregularidades del terreno o por obstáculos cercanos, puede reducir la eficiencia de las turbinas
	Presión Atmosférica: La presión atmosférica influye en la densidad del aire. A mayor altitud, donde la presión es menor, la densidad del aire disminuye, lo que reduce la eficiencia de las turbinas eólicas
Solares	Radiación Solar: La cantidad de radiación solar incidente directamente afecta la producción de electricidad en sistemas solares fotovoltaicos y de concentración solar. La radiación solar está influenciada por la ubicación geográfica, la hora del día, la estación del año y las condiciones meteorológicas
	Temperatura de los Paneles Solares: Las altas temperaturas de los paneles solares pueden reducir la eficiencia de las células fotovoltaicas, ya que aumentan la resistencia eléctrica y disminuyen la tensión de circuito abierto
	Polvo y Arena: La acumulación de polvo reduce la cantidad de luz solar captada, afectando la generación. Requiere limpieza frecuente en áreas desérticas
	Presión Atmosférica: La presión atmosférica tiene un impacto mínimo en los paneles fotovoltaicos, pero puede influir en la eficiencia de sistemas solares térmicos
Geotérmicas	Temperatura del Reservorio Geotérmico: La eficiencia de los generadores geotérmicos está directamente relacionada con la temperatura y la presión del fluido geotérmico extraído del subsuelo. Variaciones en estas condiciones pueden afectar la producción de vapor y, por lo tanto, la eficiencia del generador
	Corrosión: El vapor o agua geotérmica puede contener minerales y gases corrosivos que, junto con la humedad, pueden dañar el equipo
	Actividad Sísmica: Las zonas geotérmicas suelen estar en áreas tectónicamente activas, y los terremotos pueden afectar la infraestructura de la planta
Biomasa	Humedad y Composición de la Biomasa: La eficiencia de los generadores de biomasa puede verse afectada por la humedad y la composición química de los materiales orgánicos utilizados como combustible. Altos niveles de humedad o variaciones en la composición pueden influir en la eficiencia de la combustión
	Temperatura: Influye en la velocidad de secado de la biomasa antes de la combustión
	Corrosión y Depósitos: La biomasa puede producir cenizas y residuos que pueden depositarse en los equipos, reduciendo la eficiencia y aumentando la necesidad de mantenimiento
	Presión Atmosférica: La presión atmosférica afecta la combustión de la biomasa en calderas, con mayor presión mejorando la eficiencia

Entre los factores climáticos que afectan el rendimiento de los generadores eléctricos, la temperatura ambiente destaca como el más significativo debido a su impacto directo y amplio sobre la capacidad de generación y la eficiencia operativa de diversas tecnologías. Aunque la presión atmosférica y la humedad relativa influyen en ciertos aspectos específicos, su efecto es limitado y generalmente menos relevante en comparación con el de la temperatura.

La presión atmosférica es un parámetro crucial en el diseño de equipos como turbinas y sistemas de admisión. Sin embargo, una vez instalados y en operación, la presión varía poco y su impacto sobre la eficiencia operativa es bajo. De manera similar, la humedad relativa puede afectar ciertos procesos de intercambio térmico, pero su efecto suele ser más marginal en comparación con el cambio en densidad del aire y en los sistemas de enfriamiento que provoca la temperatura.

Por esta razón es que el presente proyecto se enfoca exclusivamente en incorporar la variación del rendimiento de los generadores térmicos con a la temperatura, al ajuste de potencia disponible. se limita a los generadores térmicos debido a que en el proceso de Control de la

Operación se realizan evaluaciones y ajustes de la potencia disponible a los mismos. Esto responde a la necesidad de ajustar la disponibilidad frente a las diferencias o apartamientos con lo declarado, y tiene relación directa con los métodos de utilización y criterios de remuneración actualmente vigentes.

5.2.3.3 Consideración Particular: Rendimiento Generadores Térmicos

Para comprender los principios de funcionamiento de las centrales térmicas, es fundamental repasar previamente los conceptos básicos de termodinámica que resultan indispensables.

Primer Principio de la Termodinámica Definición global: "La cantidad de Energía de un sistema cerrado se conserva en el tiempo". Esta definición indica el principio de conservación de la energía de un sistema.

Segundo Principio de la Termodinámica Definición global: "La cantidad de entropía del universo tiende a incrementarse en el tiempo". Esta definición indica la irreversibilidad de los procesos naturales.

Enunciado de Clausius: No es posible un proceso cuyo único resultado sea la transferencia de calor de un cuerpo de menor temperatura a otro de mayor temperatura.

Enunciado de Kelvin-Planck: No es posible un proceso cuyo único resultado sea la absorción de calor procedente de un foco y la conversión de este calor en trabajo. Si el proceso es tal que el flujo de calor va del foco caliente al foco frío, es posible obtener energía. Por lo tanto, Es necesario un foco caliente y un foco frío para lograr un proceso termodinámico apto para extraer energía.

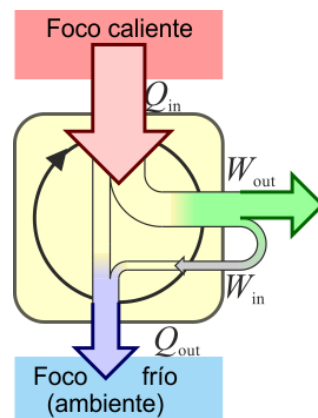


Imagen 5.2.3.3_1: Representación transferencia de trabajo.

El rendimiento del ciclo es mayor cuanto mayor sea la diferencia de temperatura entre el foco caliente y el foco frío. Esto se aplica a los ciclos térmicos.

El ciclo térmico de Carnot (teórico), ofrece el máximo rendimiento de un proceso termodinámico. Consiste en cuatro procesos: dos isotérmicos (absorción y liberación de calor a temperaturas constantes) y dos adiabáticos (cambio de temperatura sin transferencia de calor). Este ciclo establece que la eficiencia máxima de una máquina térmica depende de las temperaturas de las fuentes de calor caliente y frío. La eficiencia se expresa como la relación entre el trabajo realizado y el calor absorbido, y es un principio fundamental en la termodinámica, demostrando que ningún ciclo real puede ser más eficiente que un ciclo de Carnot operando entre las mismas temperaturas.

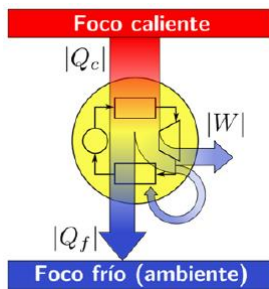


Imagen 5.2.3.3_2: Transferencia de trabajo.

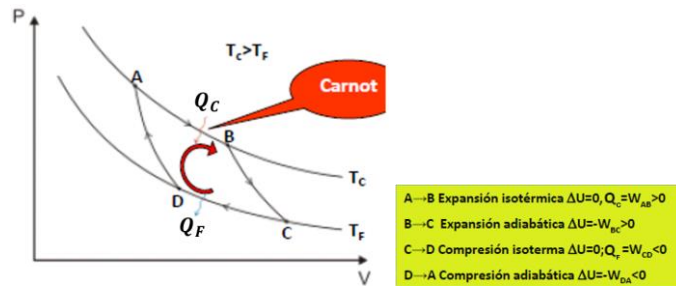


Imagen 5.2.3.3_3: Curvas T-S del ciclo térmico Carnot.

$$\Delta U = 0 \quad ; \quad |Q_C| - |Q_F| = Q = W > 0 \quad ; \quad \eta = \frac{|Q_C| - |Q_F|}{|Q_C|} = \frac{W_{util}}{|Q_C|} < 1$$

Siendo:

Q : Trabajo mecánico.

η : Es el rendimiento del ciclo de Carnot.

Q_C : Es la temperatura del foco caliente.

Q_F : Es la temperatura del foco frío.

De la fórmula, se puede concluir que el rendimiento del ciclo de Carnot aumenta a medida que la diferencia de temperatura entre la fuente caliente y la fuente fría se incrementa. Sin embargo, nunca puede alcanzar el 100% debido a la segunda ley de la termodinámica.

Lamentablemente el ciclo de Carnot no es práctico, ya que con un gas es difícil de realizar procesos isotermos de intercambio de calor (expansión y compresión isotérmica). Con un vapor esto se soluciona (los intercambios de calor isotermos se pueden realizar con evaporación o condensación isobara), pero los procesos de expansión y compresión adiabática de un fluido bifásico tienen dificultades prácticas (procesos de cavitación).

El ciclo térmico de Stirling es el ciclo práctico (posible de implementar) con mejor rendimiento. Si bien no es un ciclo de producción en la generación convencional, encuentra aplicación práctica en parques termosolares.

Los ciclos térmicos de producción utilizados en las centrales convencionales son los ciclos térmicos con mejores rendimientos y más efectivos para la implementación práctica. Los mismos son:

- Ciclo Rankine (Turbovapores).
- Ciclo Bryton (Turbogases).
- Rankine + Bryton (Ciclos Combinados).
- Ciclo Otto (Motores de combustión interna con ignición forzada).
- Ciclo Diesel (Motores de Combustión interna con ignición no forzada).

(a) Generadores Turbopapor

El ciclo Rankine, utilizado en las centrales turbopapor, opera con vapor de agua como fluido de trabajo. Este ciclo comienza en una caldera, donde el agua es calentada hasta convertirse en vapor a alta presión. Este vapor es dirigido hacia los álabes de una turbina, donde la presión disminuye, transformándose en energía cinética que genera trabajo mecánico. Posteriormente, el vapor pasa a un condensador, donde la energía térmica restante se disipa y el vapor se condensa en forma líquida. Finalmente, el fluido es impulsado por una bomba, que incrementa la presión antes de recircularlo hacia la caldera, reiniciando el proceso. Este ciclo permite convertir la energía térmica en energía mecánica y luego en energía eléctrica.

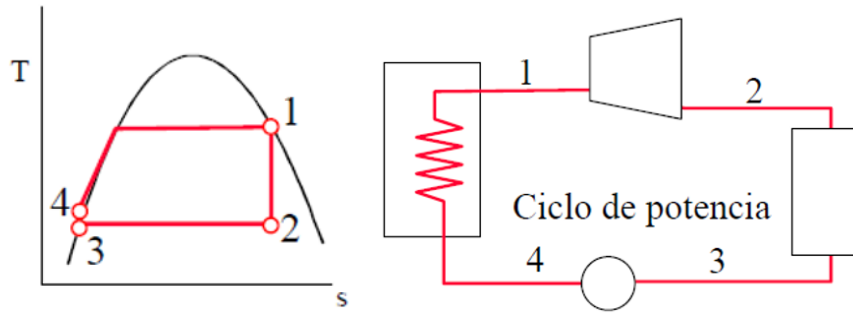


Imagen 5.2.3.3_4: Diagrama T-S del ciclo térmico TV y esquema representativo.

En la transformación 3→4 aumenta la presión del líquido sin pérdidas de calor, por medio de una bomba, con aporte de trabajo mecánico externo.

En la transformación 4→1 se aporta calor al fluido a presión constante en una caldera, con lo que se evapora todo el líquido elevándose la temperatura del vapor al máximo.

La transformación 1→2 es una expansión adiabática, con lo que el vapor a alta presión realiza un trabajo en la turbina.

La transformación 2→3 consiste en refrigerar el fluido vaporizado a presión constante en el condensador hasta volver a convertirlo en líquido, y comenzar nuevamente el ciclo.

Si se agrega recalentamiento, aumenta el rendimiento del ciclo. Se denomina recalentamiento al proceso de utilizar una turbina de baja presión posterior a una primera de alta presión. El proceso es recalentar el vapor que acciona la primera turbina en los gases de escape de la caldera y reutilizarlo en una segunda turbina.

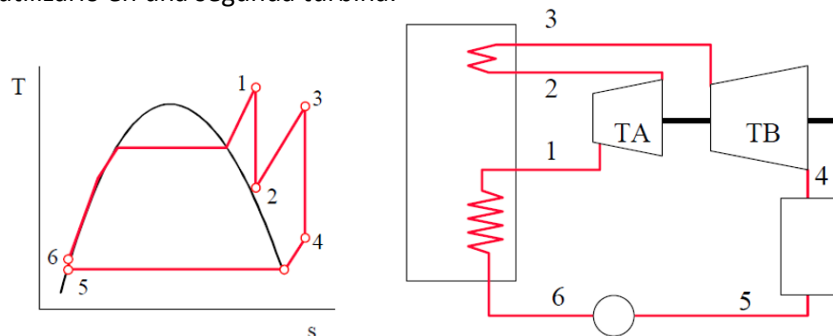


Imagen 5.2.3.3_5: Diagrama T-S del ciclo térmico TV y esquema representativo con recalentamiento.

En la transformación 5→6 aumenta la presión del líquido sin pérdidas de calor, por medio de una bomba, con aporte de trabajo mecánico externo.

En la transformación 6→1 se aporta calor al fluido a presión constante en una caldera, con lo que se evapora todo el líquido elevándose la temperatura del vapor al máximo.

La transformación 1→2 es una expansión adiabática, con lo que el vapor a alta presión realiza un trabajo en la turbina.

El próximo paso 3→4 es el recalentamiento del vapor que ha pasado por la turbina TA haciéndolo pasar nuevamente por la caldera y después por una segunda turbina TB de baja presión.

La transformación 4→5 consiste en refrigerar el fluido vaporizado a presión constante en el condensador hasta volver a convertirlo en líquido, y comenzar de nuevo el ciclo.

También puede adicionarse un proceso regenerativo el cual aumenta aún más el rendimiento del ciclo. En este caso, se introduce un intercambiador de calor por contacto directo (punto 2 del ciclo), en el que entran en contacto parte del vapor que sale de las turbinas con el fluido que hay en el condensador (punto 4), con lo que se consigue un líquido saturado a una temperatura intermedia (punto 7).

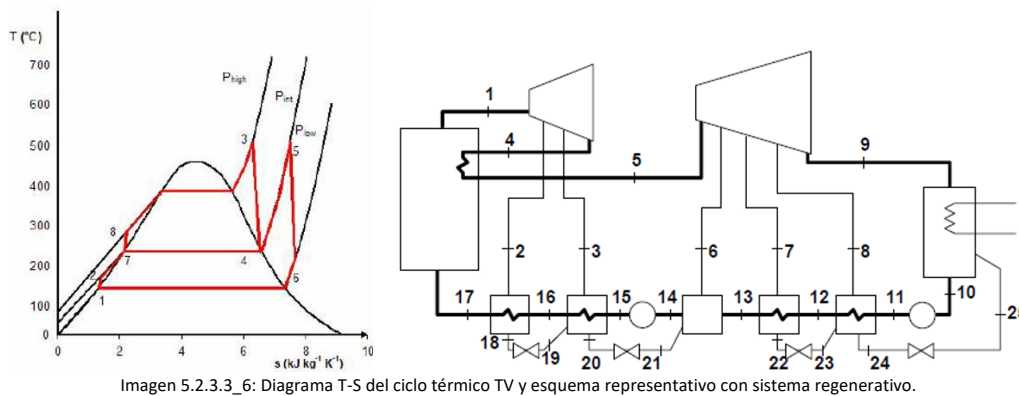


Imagen 5.2.3.3_6: Diagrama T-S del ciclo térmico TV y esquema representativo con sistema regenerativo.

Se opta por el vapor como fluido por:

- **Seguridad:** No tóxico, no inflamable, no explosivo, no irritante.
- **Precio bajo:** Si bien el agua necesita un tratamiento específico, es más económica que otros fluidos.
- **Alto calor latente de vaporización:** La gran cantidad de energía que es requerida para vaporizar el agua permite lograr un ciclo térmico de alta potencia con un menor tamaño y por lo tanto un menor costo.
- **Presiones de saturación en rango óptimo:** Presiones ni muy altas ni muy bajas en el rango de temperaturas de trabajo (presiones extremas aumentan el costo de la instalación).
- **Mantenimiento:** Insoluble en lubricantes, inactivo químicamente (se debe someter al agua a un proceso de desmineralización y se deben agregar aditivos), no corrosivo.
- **Condiciones fisicoquímicas:** No debe solidificarse en el rango de temperaturas utilizadas (usualmente la temperatura más baja en el proceso es de 80 a 90°C o más).
- **Baja viscosidad:** Reduce irreversibilidad y las pérdidas por roces.

En este tipo de generadores, se pueden utilizar diferentes tipos de combustibles. A continuación, se detallan los mismos y el poder calorífico de cada uno.

COMBUSTIBLE	PODER CALORÍFICO (Kcal/Kg)
Carbón	7000,00
Leña	3500,00
Petróleo N°2	10165,00
Petróleo N°5	9762,00
Petróleo N°6	9625,00
Gas Natural	11500,00

En el proceso de condensación, el calor transformable en trabajo mecánico en calorías se define:

$$Q = \frac{t_1 - t_2}{t_1 + 273} * (607 - 0,780 * t_1)$$

Siendo:

Q: Trabajo mecánico.

t₁: Temperatura inicial del vapor en °C.

t₂: Temperatura final del vapor en °C.

Por lo tanto, cuanto mayor sea la diferencia de temperaturas entre la inicial y final, mayor será la cantidad de calor transformable. Es por esto por lo que el condensador colabora en aumentar la caída térmica del vapor.

Las ventajas de la etapa de condensación son:

- Disminuir la temperatura final del vapor con lo que se aumenta el rendimiento térmico.
- Disminuir la presión de escape del vapor con lo que se aumenta la energía utilizable.
- Recuperar el vapor condensado para utilizarlo como agua de alimentación de caldera.

La temperatura ambiente influye en la capacidad del condensador para disipar calor al entorno. Cuando la temperatura externa es alta, el agua o el aire utilizados para el enfriamiento del condensador no pueden extraer suficiente calor, lo que eleva la temperatura del fluido condensado. Este aumento disminuye la diferencia de temperaturas entre el foco caliente (caldera) y el foco frío (condensador), reduciendo la eficiencia del ciclo térmico. La relación entre estos focos es crucial, ya que una menor diferencia implica que menos energía térmica puede convertirse en trabajo útil.

Por otro lado, las altas temperaturas reducen la densidad del aire que ingresa a la caldera. Un aire menos denso implica una menor cantidad de oxígeno disponible para la combustión del combustible, lo que puede limitar la capacidad de generación de vapor y, por ende, disminuir la potencia generada.

Además de los factores mencionados (eficiencia del condensador y densidad del aire), hay otros aspectos en los que la temperatura ambiente puede influir en una central turbovapor con ciclo Rankine, aunque en menor medida. Se incluyen:

- Pérdidas por enfriamiento en los equipos auxiliares: Equipos como bombas y compresores que operan en condiciones de mayor temperatura ambiente pueden sufrir una disminución en su rendimiento, ya que el calor adicional puede reducir su eficiencia térmica y mecánica.
- Influencia en el fluido de trabajo: Aunque el fluido en el condensador es el más afectado, la temperatura ambiente puede también influir indirectamente en el comportamiento del fluido en otros puntos del ciclo, como en el precalentador o en el intercambiador de calor, especialmente si el sistema está diseñado con tolerancias ajustadas.
- Rendimiento del sistema de ventilación o torres de enfriamiento: En sistemas con torres de enfriamiento, una mayor temperatura del aire ambiente disminuye la capacidad de estas torres para enfriar el agua que recircula al condensador, incrementando la temperatura de entrada al mismo y reduciendo aún más la eficiencia del ciclo.

Es importante destacar que las centrales turbovapor son menos sensibles a las variaciones de temperatura ambiente en comparación con otras tecnologías. Estos efectos suelen ser moderados y no comprometen significativamente la operación bajo condiciones normales. Esto ocurre porque las centrales turbovapor, tienen sistemas diseñados para operar dentro de un rango amplio de condiciones ambientales. La razón principal de su menor sensibilidad a las variaciones de temperatura ambiente se debe a la naturaleza del ciclo Rankine y la configuración del sistema.

- Separación del ciclo de trabajo del aire ambiente: A diferencia de las turbinas de gas o los motores diésel, donde el aire ambiente ingresa directamente al proceso de combustión, en las centrales turbovapor el fluido de trabajo (agua/vapor) está confinado dentro de un circuito cerrado. Por lo tanto, las variaciones de temperatura ambiente afectan indirectamente, principalmente en los sistemas de enfriamiento y condensación, pero no en el núcleo del ciclo térmico.

- Diseño robusto de los condensadores: Los condensadores en estas centrales suelen estar diseñados para manejar eficientemente la disipación de calor, incluso con fluctuaciones moderadas de la temperatura del agua de enfriamiento. Si bien un aumento en la temperatura ambiente eleva la temperatura del agua utilizada en el condensador, esto afecta la eficiencia térmica de forma gradual y no abrupta.
- Alta inercia térmica del sistema: Las masas significativas de agua y vapor involucradas en el ciclo proporcionan una inercia térmica que ayuda a estabilizar el proceso frente a cambios externos en la temperatura ambiente.
- Optimización del diseño del generador: Los generadores eléctricos en estas centrales están diseñados para mantener un alto rendimiento incluso con variaciones en las condiciones de operación. Esto les permite absorber pequeños cambios en la eficiencia térmica sin afectar sustancialmente la conversión de energía mecánica en energía eléctrica.

(b) Generadores Turbogas

Las turbinas de gas (TGs) funcionan siguiendo el ciclo térmico de Brayton. Este ciclo es un ciclo térmico de Gas, es decir que su fluido no sufre cambios de fase durante el proceso.

La diferencia esencial del ciclo Brayton con el Rankine es que en el primero el fluido de trabajo es un gas de combustión, mientras que en el segundo es un vapor que se condensa y evapora continuamente en el ciclo.

Además, la compresión en el ciclo Brayton absorbe mayor trabajo que en el ciclo Rankine, ya que en el ciclo Rankine se realiza la compresión en la fase líquida.

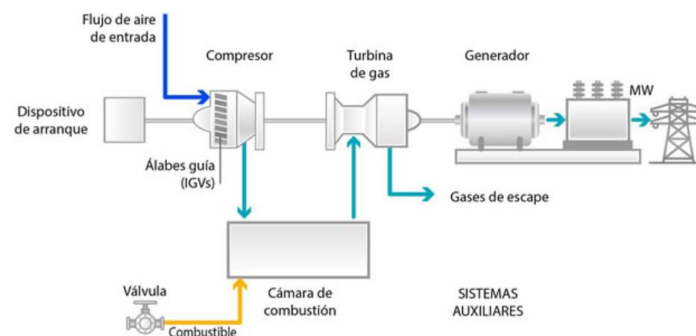


Imagen 5.2.3.3_7: Diagrama generador TG.

Mecánicamente son iguales a una turbina de avión, pero con algunas modificaciones que mejoran la eficiencia. Incluso hay turbinas de avión recicladas que se utilizan para generar energía eléctrica. Estas turbinas son conocidas como aeroderivadas.

La función del compresor es elevar la presión del aire de combustión (una vez filtrado) antes que entre en la cámara de combustión (en una relación que varía según la turbina), pero que normalmente está comprendida entre 10:1 y 40:1.

Esta compresión se realiza en varias etapas y consume aproximadamente las 2/3 partes del trabajo producido por la turbina.

Consideraciones de las centrales Turbogas:

- Al igual que en una TV el aceite lubricante cumple la función de aislar el rotor de las paredes de los cojinetes. Además, cumple la función de refrigerar los cojinetes.
- El gas es precalentado con parte de los gases de escape y es regulado mediante un actuador hidráulico (no puede ser eléctrico para prevenir incendios).
- El actuador que regula la entrada de gas a la cámara de combustión es accionado por una bomba de aceite de control.

- Parte del aire comprimido por el compresor principal, se utiliza para refrigeración. Los excedentes de aire comprimido se purgan hacia el escape.
- El virador proporciona el torque para el arranque de la TG y la mantiene girando lentamente cuando la TG se encuentra F/S.
- La entrada de aire debe estar libre de partículas, suciedad y humedad. En algunos casos, un aire muy húmedo o sucio puede causar la indisponibilidad de una TG.

El diagrama simplificado completo queda como se muestra a continuación.

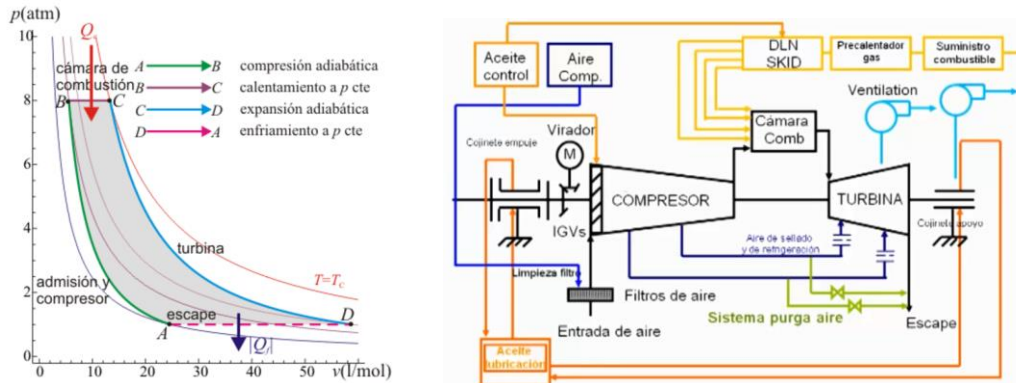


Imagen 5.2.3.3_8: Diagrama T-S del ciclo térmico TG y esquema representativo.

Admisión: El aire frío y a presión atmosférica entra por la boca del compresor.

Compresión: El aire es comprimido y dirigido hacia la cámara de combustión mediante un compresor (movido por la turbina). Puesto que esta fase es muy rápida, se modela mediante una compresión adiabática, transformación A→B.

Cámara de combustión: En la cámara, el aire es calentado por la combustión del gas natural. Puesto que la cámara está abierta el aire puede expandirse, por lo que el calentamiento se modela como un proceso isobárico, transformación B→C.

Turbina: La mezcla caliente pasa por la turbina, a la cual hace girar. Así se expande y enfría rápidamente, lo que se describe mediante una expansión adiabática, transformación C→D.

Escape: La mezcla enfriada (pero a una temperatura mayor que la inicial), escapa al exterior. Técnicamente, este es un ciclo abierto ya que la mezcla que sale no es la misma que entra por la boca de la turbina, pero dado que sí entra en la misma cantidad y a la misma presión, se hace la aproximación de suponer una recirculación. En este modelo los gases de salida simplemente ceden calor al ambiente y vuelven a entrar por la boca ya fríos. En el diagrama PV esto corresponde a un enfriamiento a presión constante, transformación D→A.

Se puede adicionar un proceso regenerativo que aumenta el rendimiento del ciclo. El ciclo regenerativo consiste en recuperar parte de este calor para calentar el aire que sale del compresor y entra en la cámara de combustión con lo que se mejora el rendimiento del ciclo y se ahorra combustible. En el ciclo no regenerativo de Brayton los gases de escape de la turbina a elevada temperatura ceden a la atmósfera una gran cantidad de calor (Rendimiento=25%).

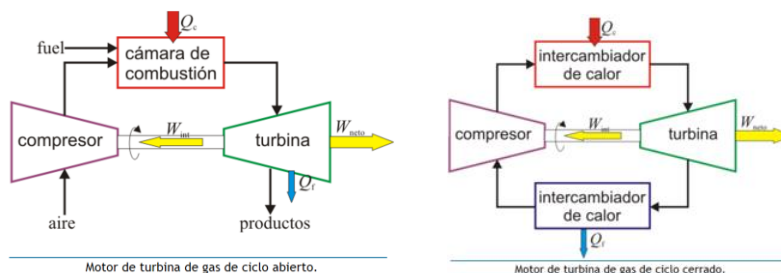


Imagen 5.2.3.3_9: Esquema TG a CA y a CC.

El rendimiento en el ciclo de Brayton depende exclusivamente de la relación de presiones y no del calor suministrado.

Asumiendo que al ingreso del compresor la presión es igual a la atmosférica, el rendimiento del ciclo dependerá de la presión después del compresor.

Cuanto más alta sea la presión que se alcance a la salida del compresor, mayor será el rendimiento.

$$\eta = 1 - \frac{1}{\left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{k-1}{k}}}$$

Siendo:

η : Es el rendimiento del ciclo.

k : Relación de calores específicos del gas, que depende del tipo de gas utilizado.

p_1 : Presión mínima, inicial.

p_2 : Presión máxima, final.

La temperatura más alta se consigue al final del proceso de combustión y está limitada por la máxima temperatura soportada por los materiales con que están fabricados los álabes de la turbina. Esta temperatura máxima limita la relación de presiones y condiciona la potencia máxima y el rendimiento. Así, rendimiento y potencia máxima se ven limitados por los avances en el campo de la tecnología de los materiales.

El combustible más utilizado en estas centrales es el Gas Natural, tomándose como combustible alternativo el Gas Oil. Cuando se opera con Gas Oil, este debe inyectarse pulverizado en una mezcla de 50% Gas Oil y 50% agua, para no destruir los álabes. Se han realizado experimentos con 5% de biodiesel 45 % Gas Oil y 50% agua, resultando en una mayor erosión acelerada de los álabes, debido a los ácidos desprendidos en la combustión.

Las turbinas de gas con ciclo Brayton están diseñadas para operar en un rango amplio de condiciones ambientales, pero son más sensibles a las variaciones de temperatura ambiente en comparación con las centrales turbovapor. La temperatura tiene un impacto directo en su eficiencia. A continuación, se describen los principales efectos:

- Baja densidad del aire a altas temperaturas: A medida que la temperatura ambiente aumenta, la densidad del aire disminuye. Dado que las turbinas de gas dependen de la compresión del aire para generar energía, una menor densidad del aire implica que se requiere una mayor cantidad de aire para generar la misma potencia. Esto reduce la eficiencia del proceso de compresión, que es una parte importante del ciclo Brayton. Por otro lado, el aire menos denso afecta la cantidad de oxígeno disponible para la combustión. En temperaturas más altas, la combustión en la cámara de combustión puede ser menos eficiente debido a la menor cantidad de oxígeno por volumen de aire. Esto reduce la energía generada por el mismo combustible, afectando la eficiencia global de la planta.
- Mayor temperatura en el compresor y la turbina: A medida que la temperatura ambiental aumenta, las temperaturas de operación del compresor y la turbina también aumentan. Esto puede afectar negativamente los materiales y la eficiencia de la máquina. Los componentes del compresor y la turbina están diseñados para trabajar a ciertas temperaturas, y si estas suben demasiado, puede haber una disminución en la eficiencia debido al aumento de las pérdidas por fricción y calor.
- Condiciones de enfriamiento más difíciles: Las turbinas de gas requieren un sistema de enfriamiento eficiente para mantener las temperaturas de los componentes dentro de los rangos operativos seguros. Con un aumento de la temperatura ambiente, la

capacidad de los sistemas de enfriamiento se ve reducida, lo que puede llevar a un aumento de las temperaturas internas, afectando la eficiencia del ciclo.

Existen varias estrategias y tecnologías que se implementan para mitigar el impacto de la temperatura.

- Sistemas de enfriamiento del aire de admisión: Para contrarrestar la baja densidad del aire causada por el aumento de la temperatura ambiental, las turbinas de gas pueden incorporar sistemas de enfriamiento para el aire de admisión. Esto se logra mediante enfriadores de aire (por ejemplo, sistemas de refrigeración por agua o por aire) que bajan la temperatura del aire que ingresa a la turbina, aumentando así su densidad. Con aire más denso, el proceso de compresión es más eficiente, lo que mejora la capacidad de la turbina para generar energía.
- Control de la temperatura de la combustión: Los sistemas de control de temperatura de combustión pueden ser ajustados para optimizar la combustión a medida que cambian las condiciones ambientales. Algunas turbinas de gas incluyen sistemas avanzados de control de la mezcla de aire y combustible, lo que permite mantener la eficiencia de la combustión incluso cuando las condiciones ambientales cambian. En algunos casos, también se puede modificar la proporción de aire y combustible para asegurar una combustión eficiente, a pesar de la menor cantidad de oxígeno disponible en el aire caliente.
- Regulación de carga y operaciones a menor capacidad: Cuando las temperaturas ambientales son muy altas y afectan la eficiencia, las turbinas de gas pueden operar a menor carga para evitar un sobrecalentamiento de los componentes o para mantener el rendimiento dentro de niveles operativos seguros. Esto reduce la potencia generada, pero contribuye a proteger la turbina y mantener la eficiencia general del sistema bajo condiciones extremas.
- Mejoras en los materiales de las turbinas: Las turbinas de gas de última generación están diseñadas con materiales avanzados capaces de resistir temperaturas más altas sin perder eficiencia. Estas aleaciones especiales, combinadas con recubrimientos de protección, permiten a las turbinas funcionar de manera más eficiente en ambientes más calurosos y a mayores temperaturas internas, mitigando así los efectos negativos del aumento de la temperatura ambiente.
- Modificación en la geometría de la turbina: En algunos casos, la geometría de las turbinas puede ajustarse para mejorar su rendimiento en condiciones de alta temperatura. Por ejemplo, las palas de la turbina pueden ser diseñadas para soportar mejor las condiciones de flujo del aire caliente y reducir las pérdidas por fricción y calor.

(c) Generadores Ciclo Combinado

Una central de ciclo combinado es aquella en la que la energía térmica del combustible es transformada en trabajo mecánico mediante el acoplamiento de dos ciclos termodinámicos individuales, uno que opera con altas temperaturas y otro con menores temperaturas de trabajo.

El calor residual del proceso de generación de trabajo neto en el ciclo de alta temperatura se aprovecha en su mayor parte en un intercambiador de calor para producir trabajo en un ciclo termodinámico de baja temperatura.

El término ciclo combinado se reserva de forma casi universal a la conjunción en una única central de dos ciclos termodinámicos, Brayton y Rankine, que trabajan con fluidos diferentes, gas y agua-vapor.

El ciclo que trabaja con aire-gases de combustión (Brayton) opera a mayor temperatura que el ciclo cuyo fluido es agua-vapor (Rankine) y ambos están acoplados por el intercambiador de calor gases/agua-vapor, que es la caldera de recuperación de calor.

La unión termodinámica de estos ciclos conduce generalmente a la obtención de un rendimiento global superior a los rendimientos de los ciclos termodinámicos individuales que lo componen.

En la configuración de un ciclo combinado gas-vapor es relativamente frecuente que varias turbinas de gas alimenten con el vapor que producen sus calderas de recuperación de calor a una única turbina de vapor. Los gases calientes que expulsan las turbo gases por sus chimeneas se utilizan para calentar vapor que es utilizado en el generador turbo vapor.

Existen diferentes configuraciones de centrales ciclo combinado:

- Ciclo Combinado gas-vapor 1x1 en configuración mono eje: Se utiliza un único eje en común para la turbina de gas-generator y la turbina de vapor-generator.

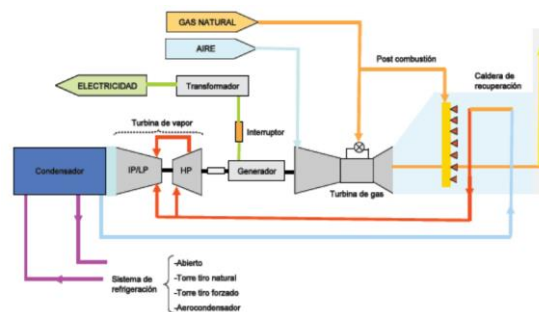


Imagen 5.2.3.3_10: Esquema CC en configuración 1 a 1 mono eje.

- Ciclo Combinado gas-vapor 1x1 en configuración multieje: Se utilizan diferentes ejes para la turbina de gas-generator y la turbina de vapor-generator.

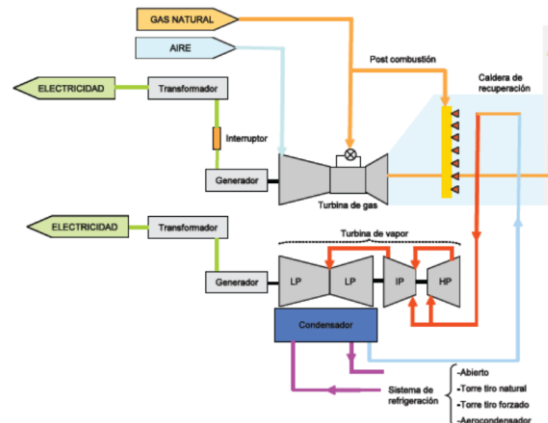


Imagen 5.2.3.3_11: Esquema CC en configuración 1 a 1 multieje.

- Ciclo Combinado gas-vapor 2x1: Se utilizan diferentes ejes para las turbinas de gas-generator y la turbina de vapor-generator. En este caso, dos generadores con turbina de gas alimentan a través del intercambiador a un único generador con turbina de vapor. Existen ciclos combinados con más de dos generadores turbogas alimentando a un generador turbovapor.

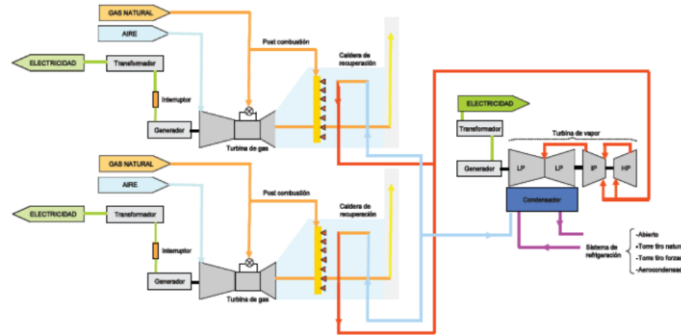


Imagen 5.2.3.3_12: Esquema CC en configuración 2 a 1 multieje.

En el balance térmico del ciclo combinado gas-vapor con un nivel de presión dado, la temperatura de salida de gases se encuentra en el entorno de 120°C. Con el fin de reducir esta temperatura, las pérdidas por calor sensible y mejorar el rendimiento del ciclo termodinámico, se puede aumentar a dos los niveles de presión de vapor en la caldera.

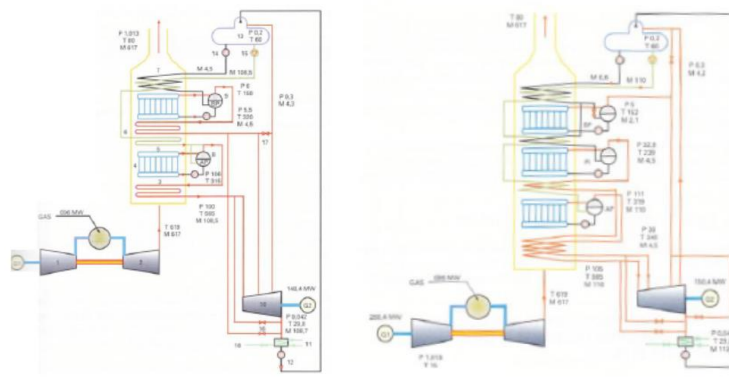


Imagen 5.2.3.3_13: Esquema CC con procesos de aumento de presión en vapor de caldera.

Dado que las turbinas de gas utilizadas en los ciclos están estandarizadas con potencias y temperaturas de gases ya definidas, quedan como grados de libertad para la optimización del ciclo la presión, la temperatura y el caudal de vapor producido en la caldera de recuperación de calor. Estos han de ser seleccionados de forma que se obtenga el menor coste final del kWh producido en el conjunto caldera-turbina de vapor.

$$n_{cc} = \frac{N_{TG} + N_{TV}}{Q_{TG}}$$

Siendo:

N_{TG} : Es la potencia entregada por la turbina de gas.

N_{TV} : Es la potencia medida entregada por la turbina de vapor.

Q_{TG} : Es la potencia térmica suministrada al ciclo de la turbina de gas, calculado sobre el PCI.

El PCI (Poder Calorífico Inferior) es una medida de la cantidad de energía que un combustible puede liberar al ser quemado, excluyendo el calor recuperable de la condensación del vapor de agua generado en la combustión. En otras palabras, el PCI solo considera el calor liberado por el combustible sin aprovechar la energía del agua en forma de vapor. Q_{TG} se obtiene multiplicando el flujo másico de combustible por su PCI, lo que te da una medida de la energía disponible en el proceso.

El rendimiento de cada uno de los componentes, turbina de gas, generador de vapor de recuperación de calor de gases de escape y turbina de vapor, se calcula de la siguiente manera:

$$n_{TG} = \frac{N_{TG}}{Q_{TG}} \quad n_{GV} = \frac{Q_{TV}}{Q_{GTG}} \quad n_{TV} = \frac{N_{TV}}{Q_{TV}}$$

Siendo en este caso Q_{GTG} la potencia térmica contenida en los gases de escape de la turbina de gas.

De este modo:

$$n_{cc} = \frac{N_{TG} + N_{TV}}{Q_{TG}} = n_{TG} + \frac{N_{TV}}{Q_{TG}} = n_{TG} + \frac{n_{TV} * Q_{TV}}{Q_{TG}} = n_{TG} + \frac{n_{TV} * Q_{GTG} * n_{GV}}{Q_{TG}}$$

El calor recuperable de los gases de escape de la turbina de gas se puede aproximar como:

$$Q_{GTG} = Q_{TG} * (1 - n_{TG})$$

De este modo:

$$n_{cc} = n_{TG} + n_{TV} * n_{GV} * (1 - n_{TG})$$

Si se observa esta última ecuación, se obtiene en el primer término el rendimiento del ciclo de gas y en el segundo el rendimiento del ciclo vapor. Si se analiza se observa como al incrementar el rendimiento del ciclo de la turbina de gas se produce una caída en el rendimiento del ciclo de vapor.

Por ello no necesariamente con una combinación de ciclos de máximo rendimiento se obtendrá un máximo rendimiento del ciclo combinado. Esto es debido a que el rendimiento máximo obtenido tendrá que ver con la capacidad de los gases de escape de ceder calor en el generador de vapor, sin embargo, una turbina de gas de máximo rendimiento tendrá, entre otras muchas cuestiones, su temperatura de gases de escape lo más baja posible.

Es importante destacar que los ciclos combinados experimentan una sensibilidad moderada a las temperaturas altas. Los efectos pueden ser:

- Reducción de la densidad del aire: Al igual que en las turbinas de gas individuales, el aumento de la temperatura ambiental reduce la densidad del aire que ingresa al sistema, afectando la eficiencia de la compresión en la turbina de gas. A temperaturas más altas, se requiere más trabajo para comprimir el aire, lo que reduce la cantidad de aire disponible para la combustión y, en consecuencia, disminuye la eficiencia del ciclo Brayton.
- Aumento de la temperatura de entrada al condensador: Al igual que en las plantas de turbovapor, el aumento de la temperatura ambiente afecta la eficiencia del condensador en el ciclo Rankine. Cuando la temperatura ambiente aumenta, el agua de refrigeración disponible para el condensador suele estar más caliente, lo que reduce la diferencia de temperatura entre el vapor de salida y el agua de refrigeración. Esto implica que el condensador tiene que trabajar más para condensar el vapor, lo que afecta negativamente la eficiencia del ciclo Rankine.
- Reducción de la eficiencia del ciclo combinado: Dado que el ciclo combinado depende de la interacción entre la turbina de gas y la turbina de vapor, las pérdidas en la turbina de gas (debido al aumento de temperatura ambiental) se trasladan directamente al rendimiento global del ciclo combinado. Esto puede resultar en una disminución de la eficiencia térmica global de la planta.

Las estrategias y tecnologías que se implementan para mitigar el impacto de la temperatura son las mismas que las desarrolladas en los ítems de turbinas de vapor y gas.

(d) Generadores Motores de combustión

Las centrales térmicas accionadas con motores de combustión interna fueron de las primeras centrales eléctricas que se utilizaron (junto con las centrales a vapor). Alimentaban pequeños sistemas aislados con cargas radiales y generadores de corriente continua (dinamos).

Con la llegada de la transmisión en corriente alterna, fue posible la implementación de generación de gran porte como TVs y TGs (más eficientes y económicas).

Los motores de combustión interna fueron reemplazados casi por completo, dejando restringida su utilización a casos especiales. Hoy en día, las centrales con motores de combustión interna se pueden clasificar en varios usos:

- Motores de Alta Eficiencia.
- Generación Delivery.
- Generación Móvil de emergencia (sincronizada con la Red).
- Grupos Electrogénos (pueden estar sincronizados a la red o generar en isla).

Las ventajas más significativas de este tipo de generación es que:

- Pueden consumir diferentes tipos de combustibles (Gas, Gas Oil o Fuel Oil).
- Las centrales se componen en bloques de varios motores. Una avería en un motor sólo disminuye la potencia disponible de la central.
- Su instalación es muy económica (casi no requieren de obra civil) y requiere poco espacio.
- Se puede disponer de Grupos de baja potencia.

TIPO DE MOTOR	COMBUSTIBLE	POTENCIA POR GRUPO [MW]	POTENCIA POR CENTRAL [MW]	EFICIENCIA/COSTO	ARQUITECTURA
Motores de Alta Eficiencia	Gas / Gas Oil / Fuel Oil	10 a 20	50 a 100	Supera en eficiencia a TGs/TVs de Gran porte, pero debajo de CCs	Tensión de salida en media tensión con transformadores de bloque elevadores a 132 kV
Generación Delivery	Gas Oil / Gas (raramente)	1 a 2	10 a 20	Supera en eficiencia a TGs de pequeño porte funcionando con Gas Oil	Tensión de salida en 380 V con Transformadores elevadores a 13,2 kV. Se suelen instalar sobre líneas de media Tensión
Generadores Móviles de Emergencia (UMES)	Gas Oil	1 a 2	Según Requerimiento	Igual eficiencia que las Deliverys. Muy costosas	Tensión de salida en 380 V, se instalan directamente en las redes de distribución de 380 V o con Transformadores elevadores a 13,2 kV sobre líneas de media Tensión
Grupos Electrogénos	Gas Oil / Nafta	P<1	Pocas unidades	Poco eficientes. Costosos	Suelen utilizarse en forma aislada (generación en isla)

TIPO DE MOTOR	USOS	CONSIDERACIONES
Motores de Alta Eficiencia	Generación que compete en Mercado Spot en despachos regulares	Generalmente se compone de varios motores, una indisponibilidad forzada (por una avería), no indispondría toda la central. El tiempo de arranque es corto (menos de 10 min). En caso de no requerirse el 100% de la potencia de la central, la eficiencia no se ve afectada (Cosa que si ocurre con TGs/TVs)
Generación Delivery	Se utiliza para solucionar limitaciones locales de redes. Para elevar perfiles de tensión o para evitar sobrecargas de equipos (requerimiento de potencia)	Generalmente se compone de varios motores. Debido a su reducido tamaño, son fáciles de instalar. Posibilidad de ser instalada en lugares con un requerimiento local de Generación. Son costosos con Gas Oil, pero pueden ser más económicos que una TG de la misma potencia operando con el mismo combustible
Generadores Móviles de Emergencia (UMES)	Se utilizan como recurso de emergencia ante desastres naturales, indisponibilidades de equipos vitales (líneas radiales o transformadores). Evitar sobrecargas de equipos en días de elevada demanda	Pueden transportarse en camiones e instalarse en donde sean requeridas
Grupos Electrogénos	Generación de emergencia en Hospitales o donde sea necesaria tensión asegurada. También son usados ante requerimientos de potencia extraordinarios que no son posibles de abastecer con la red de distribución instalada	La mayor dificultad es lograr sincronizarlos a la red o formar una isla con varios grupos

Estos generadores son equipos que convierten la energía química del combustible en energía mecánica y luego en energía eléctrica. Funcionan mediante la quema de combustible en cilindros, lo que genera una serie de explosiones controladas que mueven los pistones. Los más comunes son los motores diésel, que suelen usarse en generadores de mediana a gran escala. También se utilizan motores a gas, que son más limpios en términos de emisiones y se usan en aplicaciones tanto industriales como residenciales.

El ciclo térmico de un motor de combustión interna alternativo puede seguir dos modelos principales:

- **Ciclo Otto:** Es el ciclo típico de los motores a gasolina. Funciona con un proceso de encendido mediante chispa y generalmente tiene una relación de compresión más baja

que otros ciclos. Este ciclo se utiliza en generadores pequeños o medianos. El ciclo ideal de otto consta de cuatro procesos:

- **Admisión:** El pistón baja y la válvula de admisión permanece abierta, permitiendo que se aspire la mezcla de combustible y aire hacia dentro del cilindro.
 - **Compresión:** Las válvulas permanecen cerradas y el pistón sube, comprimiendo la mezcla. Cuando llega al final, la bujía genera una chispa que inflama la mezcla.
 - **Combustión:** Liberando energía que provoca la expansión de los gases y desplazando el pistón hacia abajo.
 - **Escape:** Se abre la válvula de escape y el pistón se mueve hacia arriba expulsando los gases producidos.
-
- **Ciclo Diesel:** Es característico de los motores diésel, que se utilizan en la mayoría de los generadores de combustión interna de mayor tamaño. En el ciclo diesel, el aire se comprime a una mayor presión antes de inyectar el combustible, lo que genera una combustión más eficiente. Esto permite que los generadores diésel tengan una mayor eficiencia térmica que los que funcionan bajo el ciclo otto.
 - **Compresión:** Se inicia una compresión adiabática del aire del cilindro para aumentar la temperatura.
 - **Combustión:** Los inyectores introducen el combustible que debido a las condiciones termodinámicas se autoinflama mediante el suministro de calor isobárico.
 - **Expansión:** El pistón baja realizando una expansión adiabática del fluido de trabajo.
 - **Última etapa:** Refrigeración isocórica del fluido de trabajo.

La eficiencia de un motor de combustión interna está relacionada con la capacidad del sistema para convertir la energía contenida en el combustible en trabajo útil. Esta eficiencia se calcula comparando la cantidad de energía que se convierte en trabajo mecánico útil con la energía total contenida en el combustible.

- En motores diésel, la eficiencia térmica puede variar entre el 30% y el 45%, dependiendo de las condiciones operativas y el diseño del motor.
- Los motores a gas suelen tener una eficiencia menor, cercana al 25% al 35%, dependiendo del tipo de ciclo y del sistema.

Varios factores influyen en la eficiencia de los ciclos térmicos en motores de combustión interna:

- **Relación de compresión:** Cuanto mayor es la relación de compresión, mayor es la eficiencia del ciclo, especialmente en motores diésel. Esto se debe a que la combustión a mayor presión aprovecha mejor la energía térmica.
- **Calidad del combustible:** Combustibles de mayor calidad, como el diésel refinado o el gas natural, permiten una combustión más eficiente, lo que mejora el rendimiento térmico.
- **Tecnología del motor:** Motores con tecnologías avanzadas, como la inyección directa de combustible o sistemas de control electrónicos, suelen ser más eficientes al optimizar la mezcla de aire-combustible y el proceso de combustión.

También se puede nombrar a la temperatura como factor que influye en la eficiencia. Sus efectos pueden ser:

- **Disminución de la densidad del aire:** La eficiencia de un motor diésel depende en gran medida de la densidad del aire de admisión, que disminuye a medida que la temperatura ambiental aumenta. El aire más caliente es menos denso, lo que significa que se ingresa menos oxígeno al cilindro para la combustión. Esto puede reducir la potencia de salida

del motor y aumentar las emisiones de contaminantes, ya que una combustión menos eficiente produce más partículas y gases no quemados.

- Reducción de la eficiencia en la combustión: A temperaturas más altas, la temperatura interna del motor también aumenta, lo que puede afectar negativamente la eficiencia de la combustión. Si el motor opera a temperaturas elevadas, puede haber un mayor riesgo de detonación o pre-ignición, lo que reduce la eficiencia y puede causar daños a largo plazo en el motor. Además, el aumento de la temperatura interna puede causar un mayor desgaste en los componentes del motor, lo que reduce su vida útil y aumenta los costos de mantenimiento.
- Bajo rendimiento del sistema de refrigeración: Los motores diésel requieren sistemas de refrigeración eficientes para evitar el sobrecalentamiento. Cuando la temperatura ambiental aumenta, los sistemas de refrigeración tienen que trabajar más para mantener la temperatura del motor en un rango óptimo. Si el sistema de refrigeración no es adecuado o no está funcionando correctamente, el motor puede sobrecalentarse, lo que puede afectar tanto su rendimiento como su durabilidad. Además, el sobrecalentamiento reduce la eficiencia térmica del motor, ya que el motor no puede operar a sus temperaturas ideales.

Las estrategias y tecnologías que se implementan para mitigar el impacto de la temperatura pueden ser:

- Sistemas de enfriamiento del aire de admisión: Para mejorar la densidad del aire de admisión y mitigar la pérdida de potencia debido a la temperatura, se pueden instalar intercambiadores de calor o sistemas de enfriamiento del aire de admisión. Estos sistemas permiten que el aire que entra al motor se enfríe, mejorando la eficiencia de la combustión y aumentando la potencia disponible del motor diésel.
- Mantenimiento adecuado del sistema de refrigeración: Un mantenimiento adecuado del sistema de refrigeración es esencial para evitar el sobrecalentamiento del motor. Esto incluye verificar regularmente los radiadores, los niveles de refrigerante, y el funcionamiento de los ventiladores y bombas de agua.
- Uso de combustibles de alta calidad: Utilizar combustibles diésel de alta calidad y adecuados para las condiciones ambientales puede reducir los efectos negativos sobre la eficiencia de la combustión. Algunos aditivos pueden ayudar a mantener la viscosidad del combustible dentro de un rango adecuado, incluso en condiciones de temperatura elevada.
- Sistemas de inyección de combustible mejorados: Los motores diésel modernos pueden incluir sistemas de inyección de combustible más avanzados, como inyectores de alta presión, que mejoran la atomización del combustible, incluso en condiciones de temperatura más alta. Esto ayuda a optimizar la combustión y reducir el impacto de las variaciones térmicas.

5.2.3.4 Casos Representativos Relevados y Comparaciones

Es conocido por CAMMESA que una porción relevante del parque térmico del MEM presenta inconvenientes con el cumplimiento de la disponibilidad durante los días con altas temperaturas. A raíz de esto y a los efectos de implementar una adecuación al control de la disponibilidad del equipamiento de generación térmica convencional la Asociación de Generadores realizó un relevamiento de casos representativos de unidades térmicas que han presentado limitaciones durante periodos de verano, consumiendo gas natural, a plena potencia y sin margen de regulación de frecuencia. Se muestran a continuación las gráficas de los casos relevados y posteriormente un resumen con la variación porcentual de pérdida de potencia por grado centígrado para unidades térmicas convencionales.

• Casos TVs:

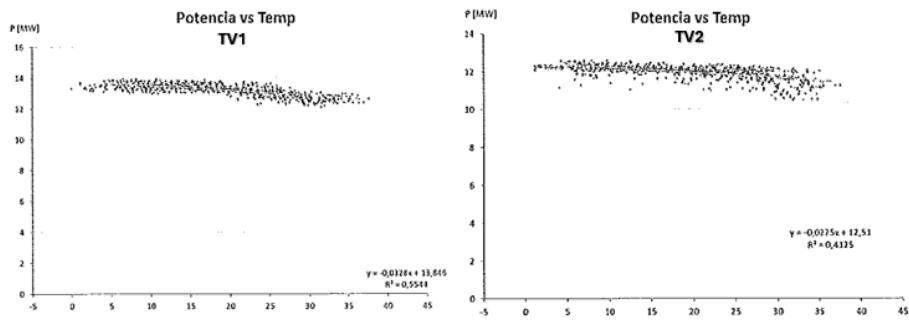


Imagen 5.2.3.4_1: Casos reales de dispersión potencia-temperatura en TVs.

• Casos TGs:

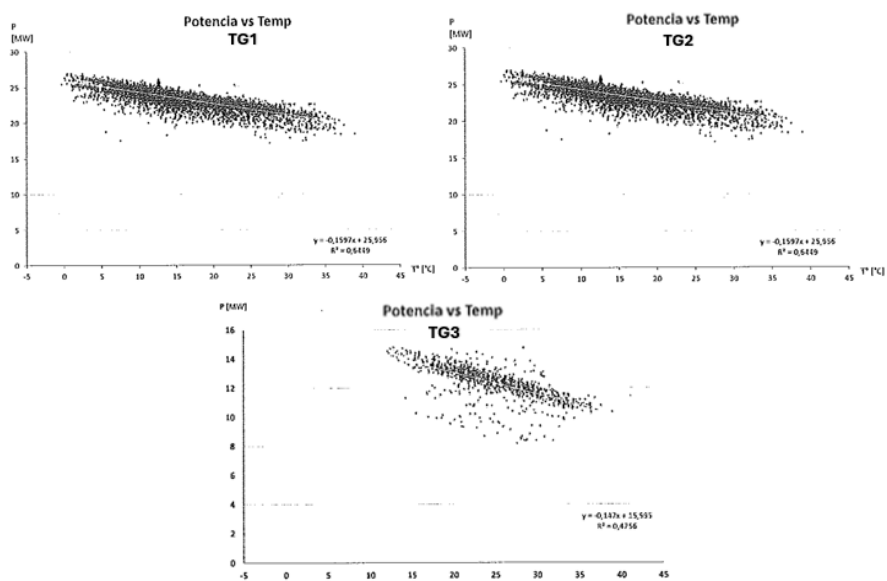


Imagen 5.2.3.4_2: Casos reales de dispersión potencia-temperatura en TGs.

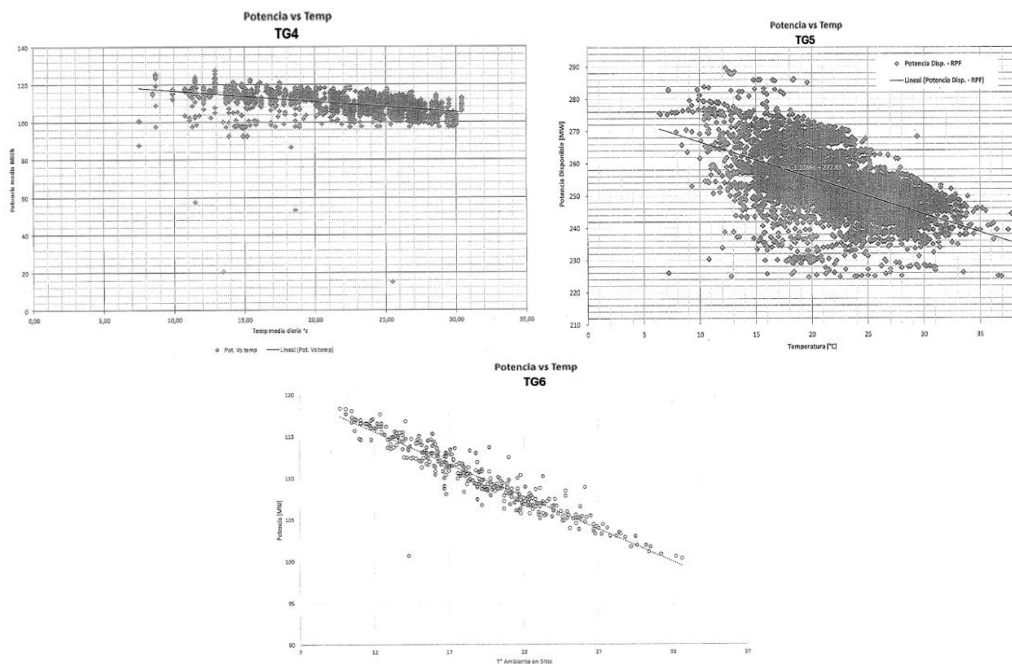


Imagen 5.2.3.4_3: Casos reales de dispersión potencia-temperatura en TGs.

- Casos CCs:

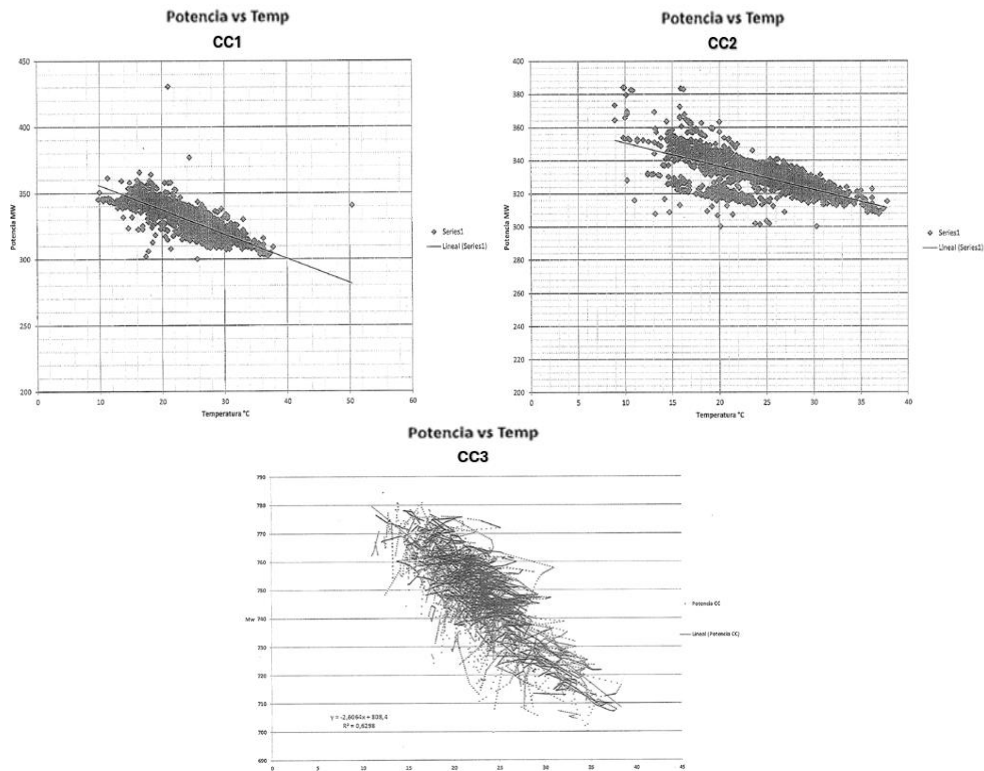


Imagen 5.2.3.4_4: Casos reales de dispersión potencia-temperatura en TGs de CCs.

- Casos Motores DI:

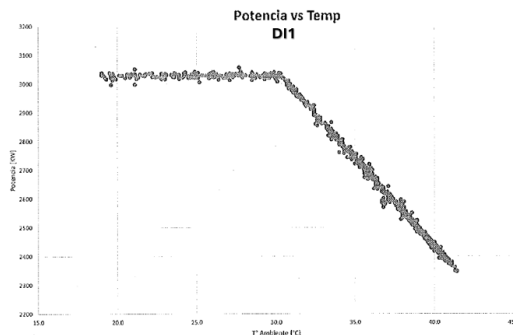


Imagen 5.2.3.4_5: Caso real de dispersión potencia-temperatura en generador DI.

Se muestra el resumen con la variación porcentual de pérdida de potencia por grado centígrado para unidades térmicas convencionales proporcionado por AGEERA.

REDUCCIÓN DE LA POTENCIA POR CADA °C SEGÚN AGEERA		
TECNOLOGÍA	POTENCIA	% VARIACIÓN POR °C
TV	-	0% a 0,3%
TG	<15 MW	1,1%
	<15 MW y <100 MW	0,7%
	>100 MW	0,5%
CC	>300 MW	0,47%
MOTORES	-	1,6% a 2,0%

En particular, el informe manifiesta que las unidades de menor potencia, como los generadores TGs con potencias menores a 15 MW, experimentan una pérdida de potencia de hasta un 1.1% por cada grado de variación en la temperatura. Las unidades TGs de potencias entre 15 MW y 100 MW pierden un 0.7%, mientras que las de mayor potencia, superiores a 100 MW, tienen

una pérdida del 0.5% por cada grado de temperatura. En los ciclos combinados de más de 300 MW, la pérdida es aún menor, alcanzando un 0.47%. Los motores de combustión presentan una reducción mayor, entre el 1.6% y el 2.0%.

En el caso de las turbinas a vapor (TV), como se observa en los datos gráficos, la relación entre la potencia y la temperatura es menos pronunciada, con una leve caída de potencia a medida que aumenta la temperatura ambiente. Se pudo estimar una pérdida de potencia aproximada hasta un 0.3% por cada grado de temperatura, aunque esta estimación es conservadora y sujeta a variaciones dependiendo de las condiciones específicas de cada unidad.

5.2.3.5 Generadores Térmicos en Argentina

En Argentina, la generación térmica se distribuye a lo largo del país aprovechando distintas tecnologías como Ciclo Combinado (CC), Turbogas (TG), Turbop vapor (TV), motores de combustión interna (DI) y centrales nucleares (NU). Estas plantas están ubicadas estratégicamente, teniendo en cuenta el despacho de los combustibles, agua para refrigeración, y las necesidades eléctricas del sistema. Por ejemplo, las centrales nucleares, como Atucha II y Embalse, aprovechan la proximidad a cuerpos de agua para refrigeración, mientras que plantas como la Central Térmica Río Turbio aprovechan recursos locales como el carbón para su operación

Resumen centrales térmicas en Argentina:

TECNOLOGÍA	CANTIDAD DE CENTRALES POR REGIÓN ELÉCTRICA									TOTAL	
	BUENOS AIRES	CENTRO	COMAHUE	CUYO	GBA	LITORAL	NEA	NOA	PATAGONIA		
TV	11	1	0	4	14	12	5	6	2	55	
TG	28	24	10	7	26	8	1	12	17	133	
CC	TG	10	6	12	3	18	11	0	7	6	73
	CC	10	6	12	3	18	11	0	7	6	73
	TV	3	2	5	1	9	5	0	4	3	32
DI	18	6	6	6	12	34	26	22	4	134	
NU	2 (ATUCHA I Y II)	1 (EMBALSE)	0	0	0	0	0	0	0	3	

El siguiente cuadro presenta el detalle de cada ciclo combinado, incluyendo la cantidad de turbinas a gas (TGs) asociadas a cada uno.

GENERADOR	DETALLE CC		TGs PARA CADA TV	
	UBICACIÓN	REGIÓN ELÉCTRICA	TGs	TV
BARKER U.G.ENERGY	BUENOS AIRES	BAS	4	1
GRAL BELGRANO	BUENOS AIRES	BAS	2	1
G. ROJO R.ENERGY	BUENOS AIRES	BAS	4	1
PILAR	CORDOBA	CEN	2	1
V.MARÍA UENSA	CORDOBA	CEN	4	1
AGUA DEL CAJÓN/CAPEX AUTOPROD.	NEUQUEN	COM	6	1
ALTO VALLE TG 22 - TV 12	NEUQUEN	COM	1	1
ALTO VALLE TG 23 - TV 11	NEUQUEN	COM	1	1
CT. NEUQUEN	NEUQUEN	COM	3	1
TERMOROCA	RIO NEGRO	COM	1	1
LUJÁN DE CUYO	MENDOZA	CUY	3	1
DOCK SUD	BUENOS AIRES	GBA	2	1
ENSE. BARRAGAN	BUENOS AIRES	GBA	2	1
C.T. EZEIZA TG 1/2 - TV 5	BUENOS AIRES	GBA	2	1
C.T. EZEIZA TG 3/4 - TV 6	BUENOS AIRES	GBA	2	1
C.T. GENELBA TG 1/2 - TV 1	BUENOS AIRES	GBA	2	1
C.T. GENELBA TG 3/4 - TV 2	BUENOS AIRES	GBA	2	1
C.G. LA PLATA YPF	BUENOS AIRES	GBA	1	1
BUENOS AIRES	CAP.FEDERAL	GBA	1	1
NUEVO PUERTO	CAP.FEDERAL	GBA	2	1
COSTANERA	CAP.FEDERAL	GBA	2	1
AES-PARANA	BUENOS AIRES	LIT	2	1
SAN PEDRO BS.AS.	BUENOS AIRES	LIT	3	1
RENOVÁ ALBANESI	SANTÁ FE	LIT	1	1
C.O.G. TERMINAL 6	SANTA FE	LIT	1	1
C.T. TIMBUES	SANTA FE	LIT	2	1
C.T. VUELTA OBLIGADO	SANTA FE	LIT	2	1
TERMOANDES	SALTA	NOA	2	1
C.T. BRACHO	TUCUMAN	NOA	1	1
S.M. DE TUCUMAN	TUCUMAN	NOA	2	1
C.T. TUCUMAN	TUCUMAN	NOA	2	1
ALJAR	CHUBUT	PAT	2	1
ELECTRO PATATAGONIA	CHUBUT	PAT	2	1
C.T. PATAGONIA	CHUBUT	PAT	2	1

En total, se dispone de 87 centrales TVs (32 en CC), 206 centrales TGs (73 en CC), 134 centrales DI y 3 centrales nucleares.

En Argentina, las áreas eléctricas experimentan variaciones climáticas que afectan el sistema eléctrico, particularmente en las regiones más calurosas. La Región Metropolitana, con veranos que han registrado temperaturas máximas de 41.1°C en enero de 2023, y la Región Centro, donde se alcanzaron hasta 43°C en Córdoba durante el mismo mes, enfrentan picos de calor intensos, especialmente por la tarde.

En el Noroeste Argentino (NOA), se reportaron máximas de 44.5°C en Salta en diciembre de 2022, y en el Noreste Argentino (NEA), donde en Resistencia, Chaco, se registraron picos de 42°C en enero de 2023. Esta situación es particularmente crítica en las horas de mayor demanda, cuando los sistemas de refrigeración de los generadores deben trabajar a su máxima capacidad, afectando la capacidad de generación, la estabilidad del sistema y aumentando la probabilidad de fallas e indisponibilidades.

Por otro lado, en la Región Cuyo, se alcanzaron temperaturas de 45°C en Mendoza en enero de 2023, lo que intensificó la demanda eléctrica en un periodo de sequía. En el Comahue, se registraron máximos de 40°C en Neuquén, también en enero de 2023. Finalmente, en la Patagonia, algunas localidades de Santa Cruz llegaron a registrar 35°C, lo cual es inusual para esta región. Ocurrió durante una ola de calor en el mismo mes.

Estas condiciones no solo impactan en las centrales térmicas, sino que también obligan a realizar ajustes en la operación del sistema para evitar cortes y garantizar un suministro eficiente.

Para el verano del 2024, el Servicio Meteorológico Nacional pronostica temperaturas con valores mayores a los normales y poca lluvia, lo que pone en alerta al despacho eléctrico.

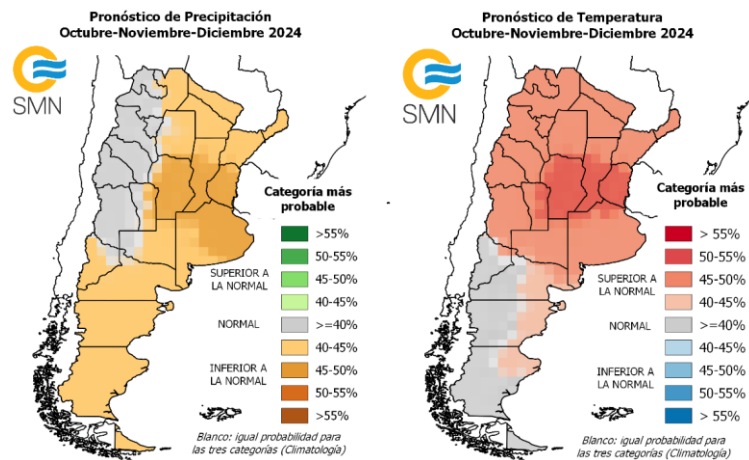


Imagen 5.2.3.5_1: Pronósticos de precipitación y temperatura para octubre, noviembre y diciembre de 2024.

Por ejemplo, los días de altas temperaturas y humedad, la programación diaria, que planifica el despacho para el próximo día operativo, debe tener en cuenta la reducción de rendimiento de las centrales. Se puede observar en la siguiente imagen como las centrales TGs en un periodo de 24 horas pierden aproximadamente la potencia equivalente a dos ciclos combinados en las horas de la tarde debido a las altas temperaturas. Esto provoca que se deban despachar otras centrales menos económicas en esas horas de la tarde, no por aumento de demanda, sino por reducción del rendimiento de los generadores.

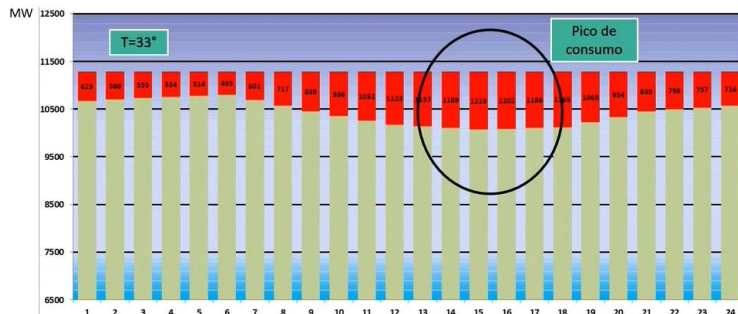


Imagen 5.2.3.5_2: Diminución de potencia con la temperatura en TGs considerado para la planificación del despacho.

Para modelar la potencia disponible que el sistema va a disponer, la programación ha desarrollado una curva estimada de potencia entregada por las centrales en función de la temperatura estimada, la cual se integra en modelos de regresión polinómica como se muestra en la imagen siguiente. En el método se utiliza un valor estimado de temperatura obtenido a partir de la temperatura media histórica para cada una de las distintas regiones eléctricas. Como resultado, se obtiene una predicción de la potencia disponible en los parques termoeléctricos.

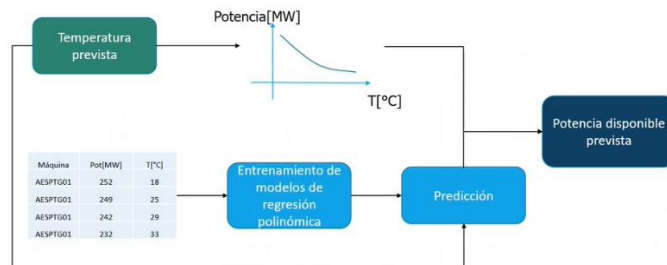


Imagen 5.2.3.5_3: Método de progresión lineal utilizado para estimar la disminución de potencia con la temperatura en TGs.

5.3 Sistema Eléctrico Argentino

El Sistema Eléctrico Argentino es una estructura compleja y coordinada que asegura la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en todo el país.

Un componente fundamental del sistema es el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), la red nacional que conecta las distintas centrales de generación con los principales centros de consumo, permitiendo una distribución estable y equilibrada de la energía. Se muestra en la siguiente imagen.



Imagen 5.3_1: Representación del sistema argentino de interconexión.

En el sistema interconectado, existe relación entre los diferentes niveles de tensión (por medio de transformadores), que permiten el intercambio de potencia desde un nivel a otro. Las líneas rojas son el sistema interconectado de 500 kV y el color rosa es de 330 kV. El sistema interconectado se compone de aproximadamente 14.662 km de líneas de 500 kV, 1.116 km de líneas de 330 kV, 2.689 km de líneas de 220 kV y 30.858 km de líneas de 132 kV.

El MEM es el ámbito en donde los actores/agentes del sector eléctrico (los generadores, transportistas, distribuidoras, grandes usuarios y comercializadores) realizan las operaciones de compra/venta de energía. Aproximadamente, a la fecha se contabilizan:

- Generación: 456 Generadores + 29 Autogeneradores + 7 Cogeneradores. Total 492.
- Transporte: 1 MAT + 7 Troncales + 44 PAFTT. Total 52.
- Distribución: 28 Distribuidoras de Energía, 48 Cooperativas Eléctricas Agentes del MEM, 1 Distribuidor Menor (DIME), 542 Cooperativas no agentes del MEM. Total 619.
- Grandes Usuarios: 376 GUMAS + 2516 GUMES + 21 GUPAS + 6502 GUDIS. Total 9415.

A los efectos del MEM, el país se encuentra dividido en 9 regiones eléctricas integradas por el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) más Tierra del Fuego, que no está conectado de forma física (conexión virtual). Estas regiones incluyen el Noroeste Argentino (NOA), el Noreste Argentino (NEA), Cuyo, Comahue, la región Centro, el Gran Buenos Aires, GBA y la Patagonia. Cada una de estas regiones presenta características específicas en términos de consumo y generación, lo que influye en la planificación y operación del sistema eléctrico a nivel nacional.



REGION ELECTRICA	PROVINCIAS
Noroeste Argentino (NOA)	Jujuy, Salta, Tucumán, Santiago del Estero, Catamarca y La Rioja
Noreste Argentino (NEA)	Chaco, Formosa, Corrientes y Misiones
Cuyo	San Juan, San Luis y Mendoza
Comahue	Neuquén y Río Negro
Centro	Córdoba, Santa Fe, Entre Ríos y La Pampa
Gran Buenos Aires	Buenos Aires (incluye el área del Gran Buenos Aires) y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Patagonia	Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego

Imagen 5.3_2: División regiones eléctricas.

Dentro de este marco, la Secretaría de Energía (SE) juega un papel crucial al formular y supervisar las políticas energéticas del país. Esta entidad gubernamental se encarga de la planificación y regulación del sector, asegurando que las políticas se alineen con los objetivos de desarrollo económico, sostenibilidad y seguridad energética.

En paralelo, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) es el organismo encargado de regular y controlar la actividad del sector eléctrico. Su principal responsabilidad es proteger los derechos de los usuarios y garantizar que las empresas cumplan con los estándares de calidad y seguridad en la prestación del servicio, así como supervisar la correcta aplicación de las tarifas. Por otro lado, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) es responsable de la operación y administración del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Coordina el despacho de energía, asegurando que la oferta y la demanda se mantengan equilibradas en tiempo real. Además, maneja los contratos de compra y venta de energía, y se encarga de la liquidación económica de las transacciones en el mercado.

En este contexto, la Oficina de Enlace y Despacho (OED), que opera dentro de CAMMESA, tiene la función específica de coordinar el despacho de carga en el SADI. Este despacho es esencial para la distribución eficiente de la energía generada, garantizando la estabilidad y seguridad del sistema.

En el pasado, los instrumentos legales y regulatorios reafirmaron el dominio del Estado Nacional sobre los recursos energéticos y enfatizaron el rol de las empresas públicas en la prestación de los servicios (Ley 15.336). El rol del Estado en la definición de la estructura de abastecimiento energético y en los instrumentos para la implementación de políticas, ha sufrido un cambio rotundo a partir de la reorganización eléctrica realizada a partir de 1992 con la Ley 24.065 (Anexo A1.1).

En el contexto de la reforma del Estado, se produjo un cambio sustancial en la estructura institucional y en la regulación de la actividad. La reforma, inspirada en gran medida en la reestructuración del sector eléctrico británico, fue propuesta como medio para lograr una mayor eficiencia en la prestación del servicio, promoviendo tanto como sea posible la competencia entre los actores intervinientes en el Mercado Mayorista Eléctrico.

Las empresas integradas Aguas y Energía (generación, transporte y distribución), SEGBA (generación y distribución) e HIDRONOR (generación y transporte), que operaban bajo la regulación del despacho nacional de cargas, regidas por la Ley 15.336, se desintegraron verticalmente a partir de la Ley 24.065, privatizando algunas empresas y concesionando otras. La industria eléctrica quedó dividida en las siguientes etapas del proceso que llevan la energía al usuario final: generación, transmisión y distribución, cada una de ellas con estructuras bien definidas. El despacho nacional de cargas pasó a denominarse CAMMESA.

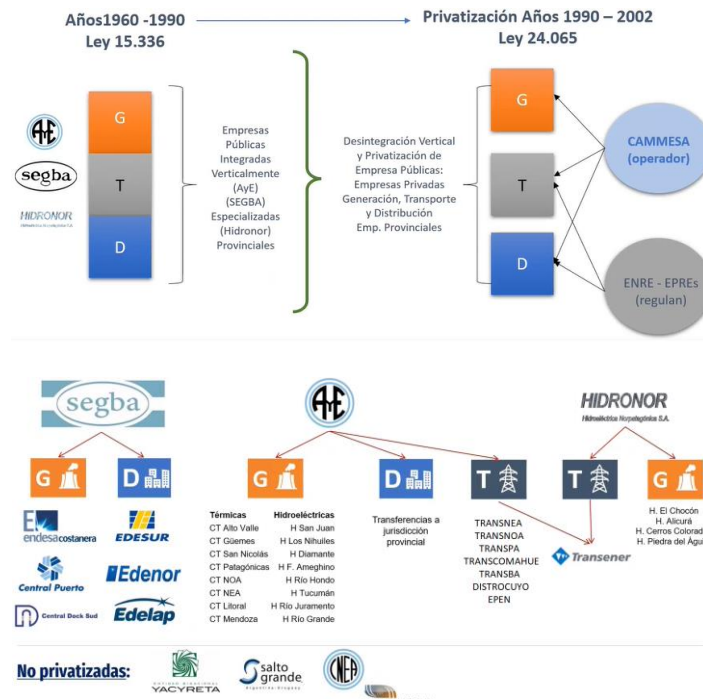


Imagen 5.3_3: Cambios surgidos a raíz de la ley 24.065.

Las centrales binacionales Yacvretá y Salto grande, como las centrales nucleares, no fueron privatizadas.

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), quedó compuesto por:

- Secretaría de Energía: Regula el sector eléctrico.
- Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE): Ejerce el control.
- CAMMESA: Realiza el despacho y administración del MEM.
- Agentes: Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios.

La complejidad del funcionamiento del sector se apoya en un extenso número de decretos y resoluciones que establecen los detalles de aplicación, la mayoría compilados en “Los Procedimientos para la programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (Los Procedimientos), originalmente resolución 61/92 de la Secretaría de Energía, complementada por las modificaciones que a lo largo del tiempo los órganos con competencia estatal han emitido para el sector.

Para lograr esta profunda transformación del sector energético, el Estado intervino activamente ejerciendo simultáneamente tres funciones:

- Definición de las políticas y de las estrategias para cambiar la estructura de uso de los recursos energéticos nacionales, incluyendo los aspectos legales y regulatorios.
- Desarrollo de la infraestructura física necesaria para la transformación.
- Ejercer el poder de policía sobre la prestación de los servicios energéticos.

En lo institucional, propugnó la máxima partición horizontal y vertical de las empresas para facilitar la competencia, independizando las distintas actividades.

En relación con el dominio empresarial, la intención fue que el Estado Nacional se retire de la industria eléctrica, transfiriendo sus activos al capital privado.

La distribución y el transporte, por sus características monopólicas, constituyen actividades reguladas y requieren adicionalmente el otorgamiento de concesiones. Sin embargo, la expansión de la red de transporte se previó que fuera posible a través de mecanismos del mercado.

Los generadores eléctricos están sujetos a concesión exclusivamente si explotan centrales hidroeléctricas, en tanto que las centrales térmicas o de otras fuentes, como las renovables, sólo requieren autorización para conectarse a la red y su regulación alcanza únicamente los aspectos vinculados con la seguridad pública, calidad eléctrica y la protección del medio ambiente.

Los participantes en una etapa de la cadena eléctrica se encuentran inhabilitados para actuar en otra etapa. La independencia de los transportistas tiene por objeto asegurar el libre acceso de terceros a la red, lo que también debe ser garantizado por los distribuidores, siempre que tengan capacidad disponible en su red de distribución.

La competencia se expresa a través de un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en el que concurren los productores, transportistas, distribuidores, grandes usuarios y comercializadores. Como consecuencia de esta organización institucional, toda la energía eléctrica comercializada se canaliza a través del MEM, dividido en dos segmentos:

- El Mercado a Término (contratos). Con ajuste a los límites regulatorios.
- El Mercado Spot.

En el Mercado a Término los agentes productores y demandantes habilitados, acuerdan contratos de abastecimiento por cantidades, precios y condiciones (punto de entrega, garantías,

penalizaciones por incumplimientos, etc) libremente acordadas por las partes, imponiendo la regulación del MEM exclusivamente condiciones mínimas de información para su administración y plazos mínimos de duración. La facturación de estos contratos es realizada directamente entre las partes en base a la información que emite mensualmente CAMMESA. La energía y potencia no comercializada a través del mercado a término, se comercializa a través del mercado spot. Dentro de esta energía y potencia se encuentran los excedentes y faltantes requeridos para el cubrimiento de los contratos en el mercado a término.

Distribuidores y Grandes Usuarios pueden, de acuerdo con lo previsto en las normas vigentes en cada momento, contratar su aprovisionamiento con productores y/o comercializadores, a los precios y bajo las condiciones fijados libremente entre las partes intervinientes. Los comercializadores de energía son entidades que compran electricidad a los generadores y la venden a los consumidores finales. Actúan como intermediarios, gestionando la compra y venta de electricidad, estableciendo contratos con los consumidores, y facturando el suministro. Además, cumplen con las regulaciones del mercado eléctrico para asegurar transparencia y competencia.

CAMMESA planifica la operación del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) por períodos estacionales semestrales, con el objeto de satisfacer la demanda de energía eléctrica con el nivel de reservas establecidas por la regulación vigente (despacho económico de cargas).

Los generadores eléctricos que operan en el Mercado Spot perciben una remuneración por la potencia puesta a disposición para su despacho y por la energía eléctrica entregada a la red, determinándose a partir de ello el precio medio previsto para el abastecimiento de la demanda que es el precio base a partir del cual se calcula el precio de venta a los distribuidores por sus compras en el Mercado Spot.

Los distribuidores pagan un precio estabilizado trimestralmente, el cual surge del costo medio previsto para el trimestre y que contempla las pérdidas en la red de transporte. Los Grandes Usuarios remuneran prácticamente el 100 % de su demanda, pero, a raíz de que el precio pagado por los distribuidores se fija de forma trimestral e independientemente de la retribución real de los generadores y transportistas, se ha creado un fondo de estabilización para atender los desfases financieros. Desde el año 2003, por distintas razones, el costo de la energía aumento, pero la tarifa de remuneración de la misma no lo hizo de la misma manera, por lo que se distorsiono el fondo de estabilización, ya que el estado hizo frente al déficit.

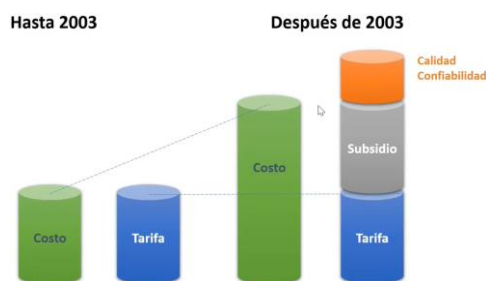


Imagen 5.3_4: Costo vs tarifa a partir del 2003.

Los distribuidores, grandes usuarios y generadores eléctricos pagan, mes a mes, los montos asignados para recaudar la remuneración que les corresponde a los transportistas (cargos fijos por conexión y capacidad de la red de transporte) y participan de las transacciones de potencia reactiva.

La operación en tiempo real se realiza con independencia de los contratos del Mercado a Término firmados por los generadores, donde todo apartamiento entre lo contratado y la operación real se canalizará en el Mercado Spot.

Todo vendedor y/o comprador que actúa como agente del MEM tiene definido uno o más puntos de acceso al mercado a través de los cuales participa en la remuneración del ingreso variable del transporte. En caso de ser más de uno, se reduce a un nodo equivalente en proporción a la potencia típica estimada para cada estado característico previsto para la red. Cuando un agente no está conectado directamente a nodos reconocidos de la red de transporte, se le asigna un nodo de referencia, o equivalente según corresponda, para la definición de su precio nodal.

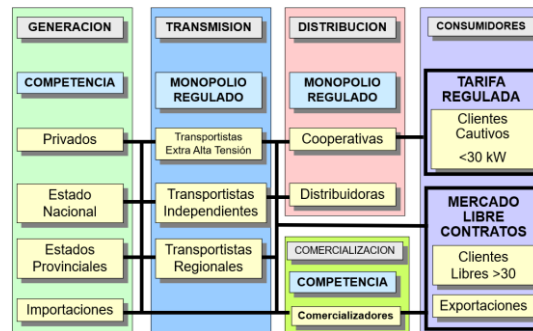


Imagen 5.3_5: Relación entre agentes del sistema eléctrico argentino.

La supervisión y regulación general de la industria eléctrica está en manos del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), creado por el artículo 54 de la ley 24.065, el cual actúa en el ámbito de la SE como ente autárquico.

Entre sus principales funciones se destaca:

- Controlar el cumplimiento de los contratos de concesión
- Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias.
- Participar en el proceso de selección de los concesionarios.
- Organizar y aplicar el régimen de audiencias públicas para esclarecer los conflictos entre las partes.
- Velar por la protección del medio ambiente y la seguridad pública en las actividades del sector.

La Secretaría de Energía es el organismo responsable de formular, coordinar y supervisar las políticas energéticas a nivel nacional. Su principal objetivo es garantizar el suministro seguro y eficiente de energía, promoviendo la competitividad del mercado y el desarrollo de infraestructura. Es el órgano encargado de la aplicación de la Ley 24.065.

Entre sus principales funciones se destaca:

- Planificación y regulación: Define las políticas energéticas nacionales y supervisa a los actores del sector, asegurando el cumplimiento de normativas y la estabilidad del mercado.
- Promoción de Inversiones: Fomenta la inversión privada en generación, transporte y distribución, incentivando el crecimiento del sector energético.
- Seguridad del suministro: Garantiza el abastecimiento confiable de energía en todo el país, ajustando las políticas para prevenir crisis energéticas.
- Fomento de energías renovables: Impulsa el uso de fuentes limpias y renovables, promoviendo un modelo energético más sostenible y diversificado.
- Acceso universal: Trabaja para extender la cobertura eléctrica a zonas rurales y desfavorecidas, mejorando la equidad en el acceso al servicio.
- Eficiencia energética: Promueve el uso eficiente de la energía mediante programas que fomentan el ahorro y la optimización del consumo.

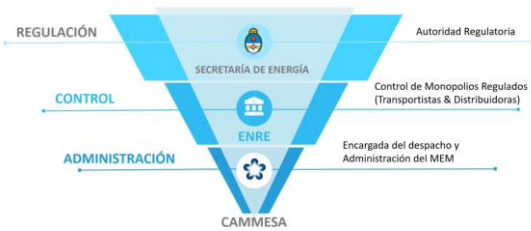


Imagen 5.3_6: Entidades regulatorias del sistema eléctrico argentino.

El siguiente esquema ilustra los distintos segmentos del sector eléctrico, así como los flujos de energía y las transacciones económicas que se dan entre ellos. También muestra los actores que intervienen (CAMMESA, Estado nacional, Estados provinciales, etc).

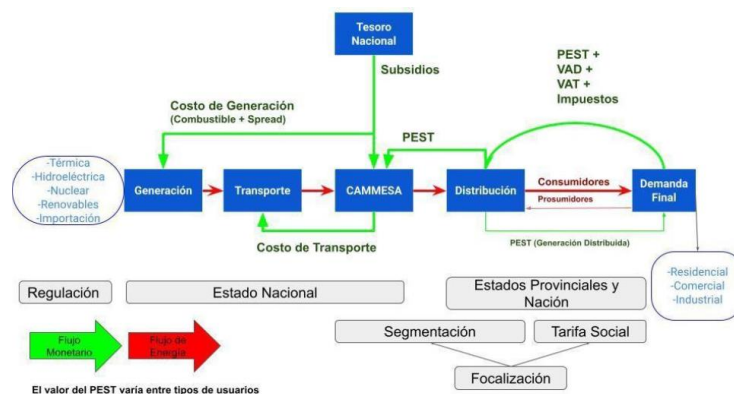


Imagen 5.3_7: Segmentos del sector eléctrico nacional.

5.3.1 Estructura del Sector Eléctrico Argentino

En el marco de lo dispuesto en la Ley 24.065, los decretos reglamentarios y las resoluciones de la SE emanadas de la misma ley, la estructura del mercado eléctrico resultante presenta actualmente las siguientes características:

- Negocio eléctrico dividido por actividades: Generación, transmisión y distribución, con la participación de comercializadores.
- Los consumidores se dividen en Grandes Usuarios y Usuarios Finales. Los primeros se constituyen en agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.
- El Estado se retira de su rol empresario y pasa al de regulador.
- Existencia de un Mercado a Término y un Mercado Spot para la compra-venta de energía eléctrica.
- Los Distribuidores pueden comprar en el MEM la energía requerida para abastecer a sus consumidores a un precio estabilizado actualizable trimestralmente.
- Los Generadores pueden vender la energía producida por ellos en el Mercado a Término o en Mercado Spot conforme las normas que rigen ambos mercados.
- La generación necesaria para satisfacer la demanda se determina en función del costo económico de operación del sistema eléctrico.
- Los precios spot horarios se determinan marginalmente con el costo requerido para satisfacer la próxima unidad de demanda.
- El transporte es remunerado a través de cargos fijos de conexión y de capacidad de transporte, y variables en función de las pérdidas y de la probabilidad de falla de las líneas, siendo fijo el monto total remuneratorio.
- Se abre el MEM al intercambio con los países vecinos permitiendo la exportación o importación de energía a través de contratos entre empresas privadas que cumplan los requisitos del marco regulatorio.

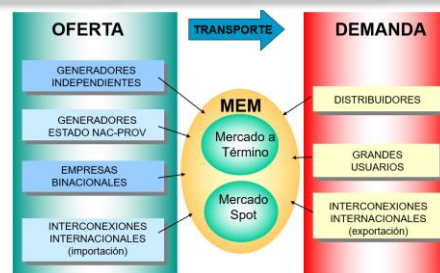


Imagen 5.3.1_1: Mercado entre la generación y la demanda.

Los puntos de intercambio físico del MEM se definen en las conexiones de las instalaciones de generación con la red de transporte, de distribución, de la red de transporte con las redes de distribución, entre las distintas redes de distribución, en las interconexiones internacionales y en la vinculación de los grandes usuarios entre sí o con instalaciones de distribución, transporte o generación.

Cada agente del MEM tendrá:

- Uno o más puntos de intercambio sobre el Sistema Eléctrico.
- Uno o más puntos de entrada o salida del mercado dónde se definirá su precio de compra/venta.

Los puntos de entrada/salida del MEM son:

- a) Los nodos definidos en el ámbito de la red de transporte a los que el agente del MEM está conectado físicamente.
- b) Los nodos de generación o distribución fuera del ámbito definido de la red de transporte con una potencia efectiva o convenida superior a 50 MW, cuyo intercambio con la red este afectado por el sistema de transmisión de modo tal que el precio en ese nodo difiera sensiblemente respecto del precio de su nodo vinculación con la red de transporte. Estos puntos serán identificados por la SEE (Secretaría de Energía Eléctrica).

Todos los propietarios de centros de generación y/o instalaciones de transporte o distribución independientes del Estado Nacional reconocidos como agentes del MEM adquieren el compromiso de operar de acuerdo a la metodología establecida por las normas establecidas, y a suministrar en tiempo y forma los datos requeridos para un funcionamiento adecuado del sistema.

Son agentes reconocidos del MEM:

- I. Los que participaban del MEM al 30-04-92, tal como aparecen en la Información necesaria para la facturación correspondiente a ese mes que se editó.
- II. Los concesionarios de actividades de generación hidroeléctrica, transporte o distribución en los términos de la Ley 24.065.
- III. Los generadores, autogeneradores, cogeneradores y grandes usuarios que soliciten y obtengan autorización de la SEE para incorporarse al Mercado Eléctrico Mayorista con posterioridad al 30 de abril de 1992.
- IV. Los distribuidores de jurisdicción provincial que soliciten y obtengan autorización de la SEE para incorporarse al MEM con posterioridad al 30-04-92.
- V. Empresas de países interconectados autorizadas a operar en el MEM.

Los agentes reconocidos del MEM entregan a CAMMESA la información requerida para la base de datos del sistema. Cada vez que se produzca un cambio en alguno de estos datos, las empresas deben informar a CAMMESA, quien tendrá la responsabilidad de mantener actualizado este conjunto de información. La base de datos y sus sucesivas actualizaciones se encuentra puesta a disposición de todos los integrantes del MEM.

5.3.2 CAMMESA

La Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) surgió a partir de la Ley 24.065, a través del decreto 1192/92. Es una empresa de gestión privada con propósito público enmarcada en la Ley de Sociedades N°19.550. Tiene su domicilio legal en la Ciudad de Buenos Aires, con sede en Pérez, Santa Fe.

El paquete accionario de CAMMESA es propiedad de las asociaciones que agrupan a los distintos agentes del mercado mayorista eléctrico en un 80% (20% para la Asociación de Generadores (AGEERA), e igual proporción para la Asociación de Transportistas (ATEERA), la Asociación de Distribuidores (ADEERA) y la Asociación de Grandes Usuarios (AGUEERA)). El 20% restante está en poder del Estado Nacional, personificado por la Secretaría de Energía, la cual asume la representación del interés general y de los consumidores atendidos por los agentes distribuidores.



Imagen 5.3.2_1: Esquemas de organización de CAMMESA.

Sus funciones principales comprenden la coordinación de las operaciones de despacho, la responsabilidad por el establecimiento de los precios mayoristas, maximizar la seguridad del SADI y la administración de las transacciones económicas que se realizan en el MEM.

Las normas que regulan el despacho de CAMMESA y el funcionamiento de la compañía están estipuladas en la ya mencionada Ley 24.065 (Régimen de la Energía Eléctrica), los decretos reglamentarios y en los procedimientos.

La Sociedad tiene por objeto:

- ❖ El despacho técnico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) de acuerdo a lo previsto por la Ley 24.065 y sus normas complementarias y reglamentarias.
 - (a) Determinar el despacho técnico y económico del SADI, tendiendo a maximizar la seguridad del sistema, la calidad de los suministros y a minimizar los precios mayoristas en el mercado horario de energía.
 - (b) Planificar las necesidades de potencia y optimizar su aplicación conforme reglas que fije la Secretaría de Energía.
 - (c) Administrar los contratos que se celebren en el mercado.
- ❖ Representaciones, Mandatos y Comisiones.
 - (a) Actuar como mandatario de los diversos actores del MEM, y/o cumplir las comisiones que aquellos le encomienden.
 - (b) Garantizar y verificar el correcto uso de las instalaciones de transporte en el mercado.
 - (c) Gestionar cobros y/o pagos y/o acreditaciones de las transacciones que se celebren entre los diversos actores del MEM.
 - (d) Actuar como agente de comercialización de la energía y potencia proveniente de importaciones y de emprendimientos binacionales.

- (e) Realizar el cálculo de las transacciones económicas y producir la información necesaria para la facturación respectiva de los actos y operaciones que se realicen.
- ❖ Actuar como mandatario del Estado Nacional como consecuencia de situaciones que pudieren generar riesgos de desabastecimiento y afectar la seguridad y la calidad del sistema.
 - ❖ Gestionar la compra y venta de energía. La compra y venta de energía eléctrica desde o al exterior, realizando las operaciones de importación/exportaciones consecuentes, así como la generada por entes binacionales.
 - ❖ Servicios y consultoría.
 - ❖ Contraparte en contratos. Off-Taker en:
 - Contratos de Demanda Mayorista (Res. SEE N° 21/2016 y SEE N° 287/2017).
 - Contratos RenovAr (Rondas 1,2 y 3).

Las actividades de CAMMESA son de interés nacional, indispensables para la libre circulación de la energía eléctrica.



Imagen 5.3.2_2: Resumen actividades de CAMMESA.

5.3.3 Precios Estacionales

En la planificación del despacho se estiman los precios estacionales. Los mismos se fijan periódicamente según una tarifa binómica calculada en base a la operación del MEM, con un precio de la energía que tiene en cuenta el costo marginal probable, y un precio de la potencia por requerimientos de cubrimiento de la demanda, nivel de reserva y otros servicios relacionados con la calidad de la operación del sistema. El precio de la energía se define para tres bandas horarias dadas por el período de horas de valle, período de horas de pico y período de horas restantes.

Se considera en cada año dos períodos de seis meses (período estacional), dividido cada uno de ellos en dos subperíodos de tres meses (período trimestral).

- **Período Estacional de Invierno:** Corresponde a los días comprendidos entre el 1 de mayo y el 31 de octubre de cada año inclusive, y se divide en primer trimestre de invierno (mayo a julio) y segundo trimestre de invierno (agosto de cada año a octubre de cada año).
- **Período Estacional de Verano:** Corresponde a los días comprendidos entre el 1 de noviembre y el 30 de abril inclusive, y se divide en primer trimestre de verano (noviembre a enero) y segundo trimestre de verano (febrero a abril).

En la programación estacional se calcula:

- Para la definición de precios en el siguiente período trimestral los precios que resultan para el primer trimestre.
- Como previsión indicativa, los precios esperados para el segundo trimestre.

Antes de finalizar el primer trimestre del período estacional, se realiza la reprogramación trimestral para calcular los precios para el segundo trimestre, ajustando los datos utilizados para determinar la previsión indicativa en la correspondiente programación estacional. A lo largo del año, se producirán entonces cuatro programaciones y cálculos de precios trimestrales.

- Programación estacional de invierno.
- Reprogramación trimestral de invierno.
- Programación estacional de verano.
- Reprogramación trimestral de verano.

Cada agente debe suministrar a CAMMESA los datos requeridos para la programación estacional, y luego debe enviar los ajustes necesarios para la correspondiente reprogramación.

En la programación estacional y reprogramación trimestral se definen los precios de combustibles (precios de referencia estacionales y valores máximos reconocidos). Para esto, los generadores deben declarar los costos variables de producción de las centrales.

Los generadores y cogeneradores deben informar antes del 1 de febrero y 1 de agosto de cada año sus necesidades de mantenimiento para el período estacional a programar, incluyendo además una estimación para los siguientes 30 meses. CAMMESA debe analizar todos los pedidos de mantenimiento en conjunto, pudiendo sugerir modificaciones en función de su efecto sobre la operación programada, los precios previstos y especialmente sobre el riesgo de falla ya sea por falta de energía o de potencia.

Para realizar la programación estacional, se utilizan modelos de optimización y planificación de la operación, previamente autorizados por la SE.

Los modelos actualmente vigentes son los siguientes.

- Modelo de Optimización OSCAR: Tomando un horizonte que se ha definido en 3 años, optimiza el manejo de los grandes embalses hidroeléctricos calculando para cada semana el valor del agua embalsada, teniendo en cuenta la aleatoriedad dada por la hidráulica.
- Modelo de Simulación MARGO: Con los valores del agua, realiza el despacho hidrotérmico semanal, respetando las restricciones que se le indiquen, fijando como objetivo minimizar el costo total, suma del costo de operación y el riesgo de falla, de cada semana. Permite considerar distintos escenarios de aleatorios, en función del aporte hidráulico, pronósticos de demanda, disponibilidad del parque, y disponibilidad de combustibles. El modelo se utiliza para efectuar la planificación de la gestión del sistema para un horizonte futuro con pasos de tiempos semanales. Se sustenta en realizar iteraciones de resolución del despacho para cada semana y crónica (año).

Los estudios preliminares de programación son enviados a los agentes del MEM para recibir comentarios. Tras ajustar los estudios en base a las observaciones, CAMMESA elabora la programación definitiva.

5.3.4 Determinación del Precio del Mercado – Factor de Nodo

El sistema de mercado eléctrico en Argentina se organiza en torno al concepto de nodos y su relación con el mercado, el cual es crucial para la determinación de precios y el despacho de energía. El MEM se define en el centro de carga, que representa un nodo central de referencia.

Desde este punto, el despacho óptimo de energía se transfiere a los diferentes puntos de consumo y producción de electricidad a través de la red de transporte.

El *Precio de Mercado (PM)* es el precio de la energía que se obtiene al optimizar el despacho de generación en el nodo del mercado. Este despacho óptimo implica minimizar los costos variables de producción de las centrales eléctricas, considerando no solo los costos de generación sino también los costos de transporte, que se calculan desde el punto de conexión de cada generador hasta el centro de carga del mercado.

El proceso de despacho óptimo distribuye las ofertas de generación a lo largo de la red de transporte. A medida que la energía es transferida desde los puntos de generación hasta el mercado, los costos del transporte de esa energía son añadidos al costo de producción, lo que afecta directamente los precios en los nodos de la red.

Por lo tanto, el despacho óptimo de carga se realizará en el centro de carga del sistema (en Argentina, ubicado en GBA), o sea abarcando no sólo los costos de operación de las máquinas sino también las pérdidas marginales del transporte (cada generador entra al despacho según su costo marginal dividido su FN). De este despacho, surge el precio marginal o precio del mercado horario del sistema.

El principio básico del despacho de cargas es la minimización de los costos variables, de corto plazo, de las centrales térmicas. De esta manera surge el precio del mercado (PM), que es el precio variable de la máquina con estado marginal más cara del sistema, reducida al centro de cargas. En Argentina, es definido por las centrales térmicas, ya que el resto de las tecnologías de generación no compiten para su definición. Por lo tanto, el PM está definido por la máquina térmica con estado marginal más cara del sistema, reducida al centro de cargas. Esto refleja el costo de suministro del próximo MW.

El factor de nodo (FN) es un parámetro clave que relaciona el precio en un nodo de la red con el precio de mercado. El FN refleja las pérdidas marginales que se generan en la red de transporte cuando se intercambia energía entre un nodo y el mercado. Estas pérdidas están ligadas a las distancias, la capacidad de la red y otros factores técnicos. Se calcula utilizando un modelo de flujo de cargas en la red de transporte. Este modelo simula una variación unitaria de demanda en un nodo específico, lo que genera una variación en las pérdidas del sistema. Estas pérdidas pueden ser positivas o negativas, dependiendo si el nodo es importador o exportador de energía. Si un nodo exporta energía, su FN será menor a 1, lo que significa que paga menos por las pérdidas, en cambio, si importa energía, su FN será mayor a 1, pagando más por las pérdidas.

El FN incluye dos componentes principales:

- El pago de las pérdidas físicas: Estas pérdidas corresponden a la energía que se disipa en el transporte desde el generador hasta el nodo.
- El pago al transportista por la energía transportada: Es el costo asociado a los servicios de transporte que la red ofrece para mover la energía entre los diferentes nodos.

El precio en un nodo específico de la red de transporte se calcula transfiriendo el precio de mercado hasta ese nodo y multiplicándolo por su factor de nodo. De esta manera, para cada nodo de la red, se obtiene un precio particular que refleja las condiciones de transporte y las pérdidas marginales que afectan a ese nodo en particular.

Para el cálculo del *Precio Estacional* que se realiza cada trimestre, se deben considerar los estados típicos previstos en la red de transporte y los estados de carga en las horas de valle, pico y resto. A través de simulaciones, se calcula el FN Estacional para cada punto de entrada/salida del MEM, que determina los precios en cada banda horaria para cada nodo. Se debe considerar

la oferta integrada por las máquinas pertenecientes a generadores de acuerdo con su disponibilidad prevista, las importaciones comprometidas por parte de países interconectados y la disponibilidad informada por Autogeneradores y Cogeneradores.

CAMMESA lleva a cabo diariamente una programación con un modelo de despacho hidrotérmico cuyo objetivo es minimizar el costo total. El modelo posibilita representar la configuración de la red y efectuar flujos de carga horarios previstos en los cuales se establecen los FN horarios de cada barra, se controlan las restricciones de transmisión y se calcula la remuneración del transporte. Esta remuneración representa la recaudación variable por transporte de energía. Además, realiza una subasta de precios en la que los generadores ofrecen sus precios para diferentes niveles de producción. Estos precios son basados en los costos marginales y son influenciados por factores como el tipo de fuente de energía (hidroeléctrica, térmica, eólica, etc.), costos operativos y disponibilidad de las unidades generadoras. Para esto, utiliza un modelo de optimización para fijar el precio de equilibrio, el cual es el costo marginal de la última unidad generadora necesaria para satisfacer la demanda.

Los precios horarios se publican con antelación, permitiendo a los participantes del mercado (generadores, distribuidores, grandes consumidores) planificar sus operaciones.

5.3.4.1 Costo Variable de Producción de Maquinas Térmicas

CAMMESA debe calcular el costo variable de producción de las máquinas térmicas (\$/kWh) para cada tipo de combustible que puede consumir a partir del costo variable de producción estacional de la central para el tipo de máquina con dicho combustible (\$/unidad de combustible), el poder calorífico inferior del combustible (Kcal/unidad de combustible), y el consumo específico bruto medio (Kcal/kWh) que mide su eficiencia calórica. El costo variable de producción de una máquina térmica queda definido en consecuencia con tantos valores como tipos de combustibles pueda consumir. Se calcula como el costo de generación por unidad de energía dividido por el factor nodal que le corresponden según el área donde está situada.

Se define el Costo Marginal (CM) de una máquina térmica en una hora "h" como su costo variable de producción de él o los combustibles utilizados. Se denomina Costo Marginal en el Mercado (CMM) de una máquina térmica en una hora "h" al costo marginal transferido al mercado dividiendo el costo marginal por su factor de nodo (FN).

$$\text{CMMq (\$/MWh)} = \text{CMq/FNh}$$

Las ofertas incluidas de países interconectados "i" consistirán en paquetes de energía y/o potencia con un precio asociado (PIMP), que CAMMESA debe modelar como máquinas adicionales cuyo costo es el precio requerido transferido al Mercado (PIMPM) a través del factor de nodo en la interconexión.

$$\text{PIMPMi (\$/MWh)} = \text{PIMPi/FNi}$$

Otra de las tareas de CAMMESA consta en fijar precios de referencia de los combustibles y fletes. En el caso de generadores con contrato de suministro de combustibles y/o de fletes se emplearán los precios informados y reconocidos en la programación estacional siempre que no superen los topes establecidos. Para los restantes se establecerá el tope establecido como referencia.

Mediante estos costos de producción de energía se efectúa el despacho óptimo de las unidades, o sea el que minimiza los costos totales de generación.

Si se descubre alguna restricción de transporte que aleja a este despacho del óptimo económico y no permite relacionar toda la generación y demanda de un área con el mercado, se considera que esa área se encuentra desvinculada del mismo. Esta desvinculación puede ser total (en el caso de que el área este físicamente aislada del mercado) o parcial si solo está afectada por una limitación de la transmisión. En ambos casos poseerá su propio precio denominado precio local (PL).

Caso Áreas Desvinculadas:

Se define como Área Desvinculada al conjunto de nodos afectados por la existencia de una restricción activa de transporte entre dicho conjunto y el mercado que genera limitaciones al despacho óptimo. Se considera que dicha restricción no permite vincular toda la generación y demanda del área con el resto del sistema.

Cuando surge un precio local, se establece un centro de carga zonal y los FN del área se determinan alrededor de dicho nodo. Las áreas exportadoras poseen un PL menor que el de mercado y las áreas importadoras un precio mayor.

Las líneas que relacionan la zona de precio local con el mercado están transmitiendo su potencia máxima admisible, por lo tanto, su remuneración variable por energía transportada estará determinada por la diferencia de precios en sus extremos debido a las pérdidas marginales de cada área y por la diferencia entre el precio local (PL) y el precio del Mercado (PM).

Si la generación local es exclusivamente térmica el PL representa el Costo Marginal Local (CML), determinado por la unidad más cara en operación. Si no se encuentra ninguna unidad térmica, el PL se calcula dividiendo la energía transportada fuera del sistema valorizada al precio del área, antes de activarse la restricción, por el total de la energía generada en el área para surtir la demanda.



Imagen 5.3.4.1_1: Precios del mercado.

Como resumen, el suministro de energía se realiza según el costo marginal de cada generador, ajustado por el factor de nodo y los costos operativos. Los precios estacionales de la energía se calculan en función del Precio Medio de Mercado (PMM). Por otro lado, los precios horarios reflejan el costo de la energía y la potencia en tiempo real, considerando aspectos como el Precio de Mercado Horario (PM) y los costos operativos. Se resume en la siguiente imagen.

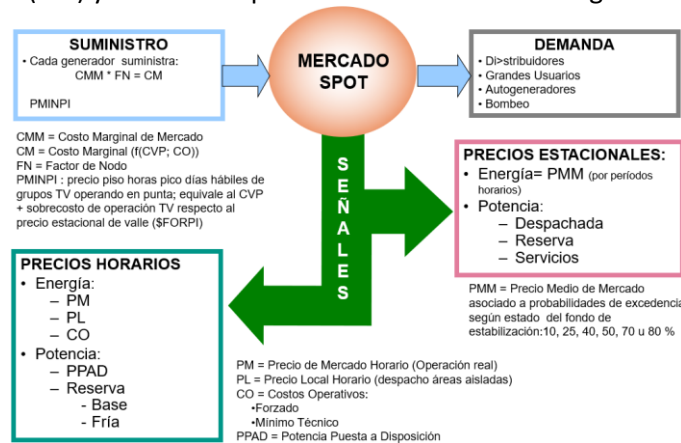


Imagen 5.3.4.1_2: Mercado SPOT.

5.3.4.2 Despacho de Generadores – Despacho Horario

Para lograr realizar un despacho correcto y ordenado, es determinante que la programación realice previsiones detalladas de la demanda eléctrica, utilizando modelos estadísticos y análisis de patrones históricos, junto con información en tiempo real sobre condiciones meteorológicas y eventos especiales.

La programación se publica con antelación, proporcionando a los participantes la información necesaria para coordinar su producción y consumo. Esta previsión ayuda a optimizar la operación del sistema eléctrico y permite una mejor gestión de los recursos.

El *despacho horario* es el proceso mediante el cual se ejecuta la programación y se asegura que la generación de electricidad se alinee con la demanda real.

CAMMESA coordina la operación de las unidades generadoras según el plan de despacho, activando y ajustando la generación para cumplir con la demanda en tiempo real. Este proceso asegura que la electricidad se produzca de manera eficiente y se distribuya adecuadamente. Además, supervisa las condiciones de generación, demanda y transmisión para realizar ajustes inmediatos si es necesario.

En caso de que la demanda real o la oferta cambien significativamente con respecto a las previsiones, puede realizarse ajustes en el despacho. Esto incluye el ajuste de la generación de unidades más caras o menos eficientes en respuesta a condiciones imprevistas.

El *Despacho Hidrotérmico* es una modalidad particular de despacho en el que se coordinan dos tipos principales de generación: la hidroeléctrica y la térmica. Este esquema de despacho busca optimizar el uso de los recursos hídricos disponibles (agua almacenada en represas y caudales fluviales) y las plantas térmicas (principalmente a gas natural, gasoil, o petróleo), de forma tal que se minimicen los costos y se maximice la eficiencia operativa del sistema.

El desafío del despacho hidrotérmico es balancear adecuadamente la utilización de los recursos hidroeléctricos sin agotar las reservas de agua, mientras se utiliza la generación térmica de manera eficiente.

Las plantas hidroeléctricas de base o pasada, las plantas de generación renovable y las centrales nucleares están fuera del listado de prioridades y se despachan siempre que estén disponibles y no tengan restricciones de transporte. Esto se debe a que sus costos marginales son prácticamente cero, y en caso de tener recursos y no generar, es energía perdida. Las centrales nucleares no pueden parar y arrancar por condiciones de seguridad, tampoco tienen un gran margen de regulación, por lo tanto, cuando entran en servicio se despachan de forma constante.

Por otro lado, las centrales térmicas (no nucleares) si entran en un orden de despacho y se denominan de formato interrumpibles. Las que consumen gas suelen tener prioridad sobre las que consumen FO, diésel, carbón o las centrales biocombustibles, debido a que el gas es menos costoso y más eficiente. Dentro de las plantas de gas, el orden de despacho actualmente depende de la disponibilidad de contratos de gas y de los costos asociados. Las plantas térmicas que tienen contratos de suministro de gas con precios regulados o preferenciales tienden a ser despachadas antes que aquellas que compran gas en el mercado spot. Esto es así desde el año 2021, cuando surgió un cambio en el despacho por la aparición del Plan GasAR 2021/2025. El mismo tuvo un gran impacto en la forma de despacho. Determina que el despacho de gas primero sea por prioridad de despacho y posteriormente por costo. De no alcanzar la oferta de gas para abastecer la demanda, el despacho se completa con combustible alternativo. Para la aplicación, se establecieron prioridades del despacho, la prioridad 1 es la de mayor prioridad y sigue sucesivamente para prioridades con números mayores.

Prioridad 1: Contrato de cupo mínimo con Bolivia. El mismo detalla que si hay gas disponible para tomar de Bolivia, hasta lo que indica el contrato, hay que consumirlo. Se toma o se paga igual (Take or Pay). Por lo tanto, tiene costo marginal cero dentro del despacho. Esta prioridad determina que ciertas centrales que tengan la posibilidad de consumir el GAS de Bolivia sean despachadas con prioridad 1.

Prioridad 2: Centrales con contrato Take or Pay en el Plan GasAR.

Prioridad 3: Centrales con contrato sin Take or Pay en el Plan GasAR.

Prioridad 4: Esta prioridad se genera cuando hay compras de barcos consecutivos y hay que vaciarlos para comprar más o cuando se compra un barco y hay que consumirlo de forma rápida. Esta prioridad determina que ciertas centrales que tengan la posibilidad de consumir el GAS proveniente de barcos, sin tener contratos de GNL firme, sean despachadas con prioridad 4.

Prioridad 5: El resto de las centrales consumiendo gas nacional adicional, GNL o gas de importación por requerimiento de despacho, fuera del contrato Take or Pay con Bolivia.

Prioridad 6: No existe.

Prioridad 7: Centrales que consumen combustible alternativo.

El despacho de gas natural se realiza en función de los cupos disponibles por cuenca y de la disponibilidad de transporte. A partir de la resolución, para lograr obtener el costo de generación de cada central, se generó un modelo del sistema de gas con 9 regiones. Los costos dependen del cupo máximo disponible que puede transportarse por los caños de la red simplificada del sistema. El CVP depende de donde toma el gas cada central en función a la disponibilidad de estas y del sistema de gas.

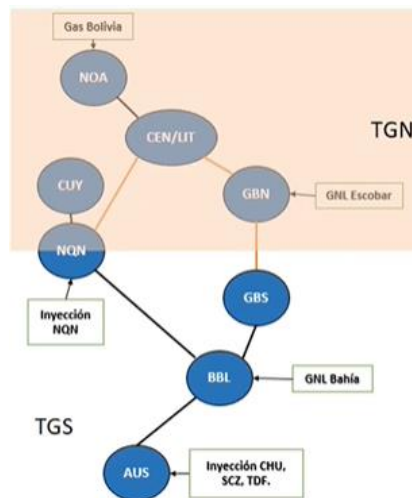


Imagen 5.3.4.2_1: Esquema sistema de despacho de GAS.

Síntesis de la gestión de abastecimiento de gas natural:

CONCEPTO	DESCRIPCIÓN
Concurso	Se gestionan Concursos de Precios para suministros interrumpibles, a precio de referencia y de adicionales de Plan GasAr, donde participan las empresas productoras y comercializadoras mediante el uso de la plataforma del MEG
Contratos	Gestión de los contratos de gas correspondientes a la adjudicación del Plan GasAr Gestión de los contratos de gas resultantes de los concursos en el MEG Gestión del abastecimiento de gas de Bolivia y GNL con ENARSA Gestión de los contratos de capacidad de transporte necesarios para el abastecimiento de gas
Despacho	El despacho de gas se realiza de acuerdo a las prioridades según la Resolución S.E. N° 354/2020 y la Nota NO-2021-58537096-APN-SE#MEC, optimizando dentro de cada prioridad el costo de abastecimiento Se optimiza el uso del transporte de manera de minimizar los costos en el Punto de Entrega Se coordina el abastecimiento con Transcos y Enarsa, de manera de lograr una visión integradora del sistema, analizando en todo momento la minimización del consumo de combustibles líquidos

Existen dos empresas encargadas de transportar el gas en Argentina, TGS y TGN. En la siguiente imagen se observa en azul TGN y en rojo TGS. Ambos se dirigen o confluyen en GBA donde se unen los sistemas en lo que se llama anillo de alta presión de BS AS.

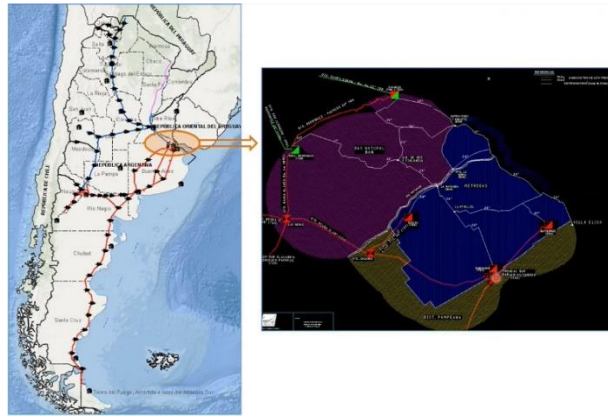
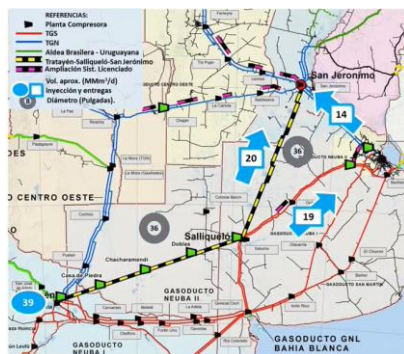


Imagen 5.3.4.2_2: Transporte de GAS en Argentina.



Imagen 5.3.4.2_3: Transportistas de GAS en Argentina.

En el último año, se adiciono a la red de gas el gasoducto Néstor Kirchner, el cual es una infraestructura clave para incrementar el transporte de gas natural desde la formación de Vaca Muerta, en la provincia de Neuquén, hacia los principales centros de consumo en Argentina.



Tramos

Tramo 1/2: Gasoducto Tratayén – Salliqueló.
 • 563 km (36" diam.)+ 150.000 HP

Tramo 2/2: Gasoducto Salliqueló - San Jerónimo.
 • 484 km (36" diam.)
 • No requiere compresión

OBRAS COMPLEMENTARIAS SIST. LICENCIADO
 NEUBA II TR. FINALES: 29km de Gto en 36" + Partición PPCCs Saturno y Ordoqui
 GTO MERCEDES-CARDALES: 73km de Gto en 30" + 15.000 HP
 REVERSIÓN GASODUCTO NORTE ETAPA 1 y 2: 158km de Gto en 30" + LOOPS EN CENTRO OESTE: 65km de Gto en 30" y 15.000 HP

Imagen 5.3.4.2_4: Gasoducto Néstor Kirchner.

Por último, se puede detallar que el sistema de distribución de gas está compuesto por 9 distribuidoras que cubren todas las provincias.

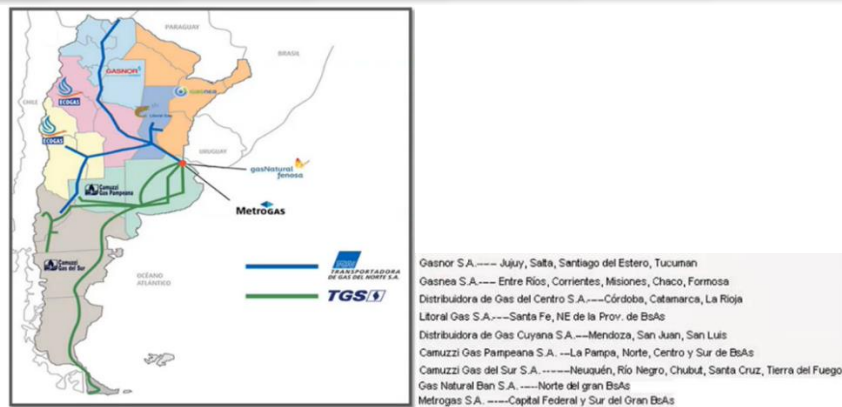


Imagen 5.3.4.2_5: Esquema distribuidoras de GAS.

Dentro de cada categoría, el ranking de despacho de los equipos térmicos se determina en función de los costos variables de producción de cada generador. Este costo se calcula en función de:

- Precio del combustible declarado.
- El consumo específico de cada unidad.
- La ubicación eléctrica de cada generador a través del factor de nodo.

Las centrales hidroeléctricas compiten entre sí en función del valor declarado del agua de su embalse. Las centrales hidro de capacidad estacional, mensual y semanal declaran su valor del agua en \$/m³/s de caudal turbinado para cada nivel del embalse. A menor volumen de agua en el embalse, mayor precio de cada m³ a turbinar. Existen normas de manejo de agua y modelos de despacho que deben respetarse al efectuar las declaraciones.

Al final de cada periodo horario, se registran los datos de generación y consumo. Esta información se utiliza para la liquidación financiera entre los participantes del mercado y se publica en informes periódicos para garantizar la transparencia y permitir la evaluación del desempeño del sistema.

El despacho horario debe cumplir con los requisitos regulatorios y estándares de calidad del suministro eléctrico. Esto incluye garantizar la estabilidad de la frecuencia y el voltaje en la red eléctrica, así como cumplir con las normativas de emisiones y otros estándares ambientales.

5.3.4.3 Contratos Agentes del MEM

En el sistema eléctrico argentino, la estructura contractual es compleja y está compuesta por múltiples actores que interactúan de manera sinérgica a través de diversos contratos. En el centro de este entramado se encuentra CAMMESA.

Desde la crisis de 2001/2002, se comenzaron a modificar las reglas fundamentales que regían el sistema marginal de emisión de precios, llevando al contexto actual. Entre 2002 y 2013, se implementó un modelo de pseudo costo marginal, en el cual los precios del mercado se definían en función del costo marginal, pero con un límite establecido. Durante este tiempo, se buscó adaptar la generación eléctrica, incentivar la instalación de nuevas capacidades y fomentar el mantenimiento de las centrales existentes. Además, se introdujo una segmentación en los pagos de las demandas y subsidios tarifarios, aplicándose de manera diferencial entre los distintos actores.

A partir de 2013, el esquema de remuneración para la generación fue modificado, pasando a un modelo de costo plus, especialmente aplicado a la generación antigua. Este cambio significó una transición desde una remuneración con un límite y un pseudo costo marginal hacia un sistema

que considera tanto la potencia disponible como la energía efectivamente generada. Además, se realizaron licitaciones para nuevos proyectos de generación eléctrica.

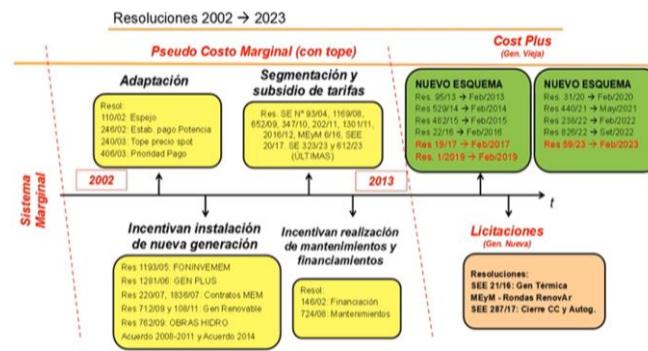


Imagen 5.3.4.3_1: Evolución regulatoria.

En la siguiente imagen se muestra como quedo el sistema de remuneraciones del MEM.

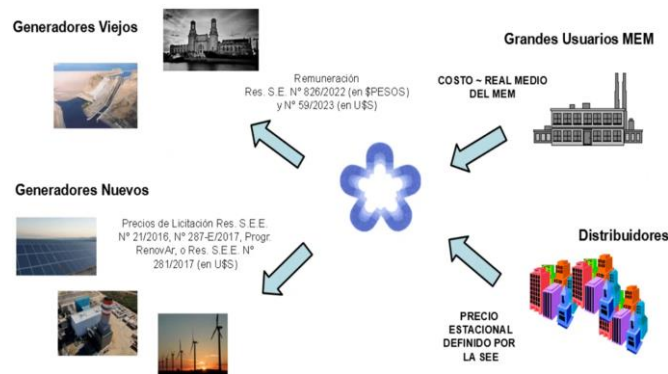


Imagen 5.3.4.3_2: Sistema de remuneraciones del MEM.

Contratos celebrados entre Generadores y CAMMESA:

CAMMESA actúa como el administrador del mercado mayorista y celebra contratos de largo plazo. Estos contratos aseguran la disponibilidad de generación, de combustibles, la remuneración entre los agentes y son clave para gestionar el suministro a nivel nacional.

❖ Contratos de Generadores Resolución 1/2019

Esta resolución establece el esquema de contratos para la retribución a los generadores de energía eléctrica viejos en el mercado mayorista, fijando una metodología para la remuneración de los generadores térmicos, nucleares e hidroeléctricos. Estos contratos garantizan una retribución económica basada en parámetros como la potencia disponible y la energía generada.

❖ Contratos de Energía Térmica Res. 31/2020 (y Res. 19/2017)

Son resoluciones que actualizan el esquema de remuneración para la generación térmica, específicamente para asegurar la continuidad de la generación con combustibles fósiles. Estas resoluciones introducen mecanismos para adecuar los costos de operación a las condiciones económicas actuales. Estos contratos implican la remuneración de la potencia y energía térmica disponible, considerando los costos variables y la disponibilidad efectiva de las centrales.

❖ Contratos Resolución 220, 108, 21 y 287

Estas resoluciones son disposiciones específicas que afectan la operación y el esquema de contratación en el mercado eléctrico. Los contratos resultantes de estas resoluciones están orientados a la generación térmica nueva y renovable, estableciendo las condiciones para la

remuneración, ampliación de la oferta y el cumplimiento de los objetivos energéticos. Por ejemplo, la Resolución 287/17 regula las condiciones de los contratos de generación térmica, especialmente desarrollada para cerrar contratos con generadores de ciclos combinados. La resolución 21 es una licitación de generación turbogas ante la llegada de veranos calurosos y altas demandas.

❖ **Contratos ENARSA**

ENARSA (Energía Argentina S.A.) actúa como un actor clave en la provisión de gas natural y generación eléctrica. Sus contratos se centran en la operación de centrales térmicas y en la compra de energía para asegurar el suministro, gestionando tanto recursos fósiles como energía renovable. ENARSA también puede firmar contratos de abastecimiento a largo plazo, cumpliendo un rol estratégico en el mercado.

❖ **Contratos de Energía Plus**

Son contratos establecidos en el marco del programa Energía Plus, diseñado para cubrir la demanda adicional que excede la capacidad disponible en el mercado spot. Este programa se creó en 2006 para incentivar la inversión en nueva generación. Los grandes usuarios que superan su demanda base deben adquirir energía extra bajo este esquema, generalmente a precios más altos, para garantizar un suministro continuo.

❖ **Contratos de RenovAr (Rondas 1 y 2)**

Estos contratos están relacionados con las licitaciones del programa RenovAr, que fomenta la incorporación de fuentes renovables al mix energético argentino. Estos contratos se dieron en 3 rondas, RenoVar 1 en 2016, RenoVar 2 en 2017 y RenoVar 3 a fines del 2018. Las mismas, permitieron a generadores de energías renovables como solar, eólica, biomasa y pequeñas centrales hidroeléctricas, firmar contratos de suministro con CAMMESA para inyectar su energía al mercado mayorista a largo plazo, con precios fijados en dólares. Estos contratos son esenciales para alcanzar las metas de energía renovable del país.

CUBRIMIENTO CON ENERGIAS RENOVABLES	2017-18	2019-20	2021-22	2023-24	Desde 2025
OBLIGACION	8%	12%	16%	18%	20%

❖ **Contratos FODER (Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables)**

El FODER es un mecanismo de financiamiento que garantiza los proyectos de energía renovable bajo el programa RenovAr. A través de los contratos FODER, se facilita la inversión privada en proyectos de energía renovable, ofreciendo una garantía estatal que cubre riesgos como el impago o la inestabilidad regulatoria. Estos contratos son esenciales para atraer inversores extranjeros y locales al sector renovable argentino.

❖ **Contratos FONINVENT**

El Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica (FONINVENT) se utiliza para financiar proyectos de infraestructura energética. Los contratos FONINVENT son acuerdos para la financiación y ejecución de proyectos de generación y transmisión, con el objetivo de incrementar la oferta energética en el país.

❖ **Contratos para Generación Hidroeléctrica y Nuclear**

Aunque no están regidos por resoluciones tan específicas como los contratos térmicos, la generación hidroeléctrica y nuclear tiene sus propios esquemas de contratación. Estos contratos pueden ser gestionados directamente por CAMMESA y reflejan tanto la potencia disponible como la energía efectiva generada.

Son similares a los contratos térmicos en cuanto a su estructura de remuneración, pero con esquemas específicos para la estabilidad y continuidad de estas fuentes.

Contratos celebrados entre Generadores y otros Actores del Mercado:

Son acuerdos bilaterales entre generadores y distribuidores o grandes usuarios. Estos contratos permiten fijar precios fuera del mercado spot, garantizando un suministro estable a un precio previamente acordado. Las condiciones de estos contratos dependen de la negociación entre las partes, aunque están sujetos a regulaciones y supervisión de CAMMESA para asegurar el cumplimiento de los compromisos y evitar desequilibrios en el sistema.

❖ **Contratos MATER (Mercado a Término de Energías Renovables)**

Estos contratos permiten que los grandes usuarios del mercado mayorista compren energía renovable de generadores bajo condiciones bilaterales. Se crearon en el marco de la Ley 27.191, que establece metas de participación de energía renovable en el sistema eléctrico argentino. Los contratos del MATER ayudan a cumplir con los objetivos de consumo de energía renovable, garantizando que las empresas puedan negociar directamente con generadores renovables a precios acordados y fuera del mercado spot. Se dividió en tres partes, MATER 281 (primera licitación), MATER 551 (relanzamiento) y MATER 360 (optimización).

A continuación, se presenta un resumen de una parte de los contratos vigentes en el sistema eléctrico.

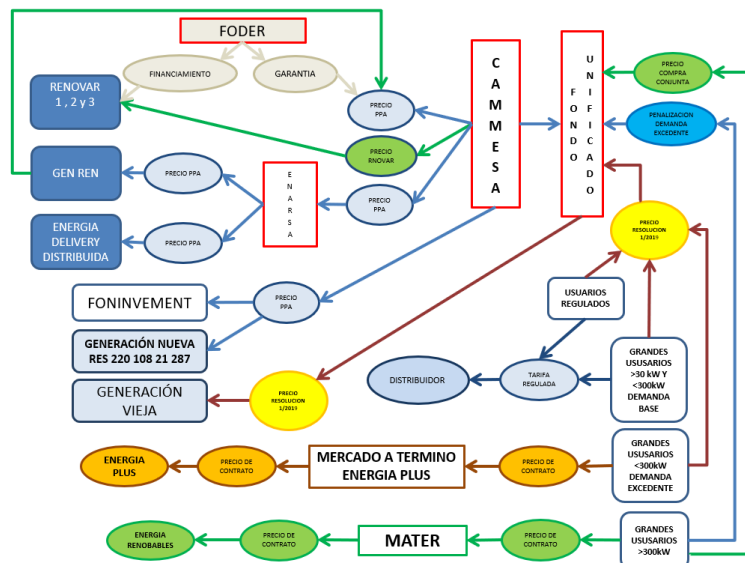


Imagen 5.3.4.3_3: Resumen de una parte de los contratos vigentes en el MEM.

5.3.4.4 Estados de generación

En el sistema eléctrico argentino, los estados operativos de las centrales eléctricas permiten clasificar la condición de cada unidad de generación en función de su disponibilidad y los factores que afectan su operación. Estos estados determinan tanto el costo de la generación como la responsabilidad económica frente a situaciones específicas que limitan o condicionan la generación de electricidad.

A continuación, se detallan los tipos de estados de generación que mayormente se utilizan para el despacho.

NEMO	DESCRIPCIÓN	DETALLE
CM	(Costo Marginal)	El costo adicional de producir una unidad más de electricidad, determinante en el despacho de generación
CO	(Costo Operativo)	Costo asociado a la operación de una unidad generadora
CO_GEN	(Forzado p/Generador)	Costo forzado relacionado con la operación del generador
CO_POT	(Forzado p/Potencia)	Costo forzado relacionado con la potencia generada
CO_TEN	(Forzado p/Tensión)	Costo forzado relacionado con el nivel de tensión
CO_SEG	(Forzado p/Seguridad)	Costo forzado relacionado con medidas de seguridad
CO_DIS	(Forzado p/Distribución)	Costo forzado asociado a la distribución de la electricidad
CO_TRA	(Forzado p/Transporte)	Costo forzado relacionado con el transporte de la electricidad
A	(Arr - Fase de Arranque)	Estado de la unidad generadora que está en fase de arranque
FPI	(Forzado p/ Incremento de Potencia)	Costo asociado a un incremento en la potencia
IND_EST	(Indisponibilidad Programada Estacional)	Indisponibilidad de la unidad generadora programada por razones estacionales
INTESP	(Indisponibilidad Intempestiva)	Indisponibilidad de la unidad generadora de manera inesperada o intempestiva
IND_DIA	(Indisponibilidad Semanal Acordada)	Indisponibilidad programada semanalmente de acuerdo a acuerdos previos
LIBRE	(Libre)	Estado en el que la unidad generadora está disponible para ser despachada sin restricciones
CO_CAP	(Forzado p/ Costo de Capacitación)	Costo forzado relacionado con la capacitación de personal o recursos
CO_TAP	(Forzado p/ Tiempo de Aceptación)	Costo forzado asociado al tiempo de aceptación o respuesta
IND_FAGU	(Indisponibilidad por Falta de Agua)	Indisponibilidad debido a la falta de agua, crucial para algunas plantas
IND_COMB	(Indisponibilidad por Combustible)	Indisponibilidad debido a la falta de combustible
IND_TRAN	(Indisponibilidad por Transporte)	Indisponibilidad causada por problemas en el transporte
CO_CPI	(Costo de Hrs. Pico TVP)	Costo operativo durante las horas pico de tiempo variable
IND_LTRAN	(Limitación por Transporte)	Costo marginal en la generación debido a restricciones en el transporte de electricidad
CO_LTRAN	(Costo Limitado por Transporte)	Costo operativo limitado por problemas de transporte
FRAA	(Forzado por Restricción de Agua Bajo)	Costo forzado relacionado con restricciones de agua por debajo de los niveles necesarios
IOO	(Incumplimiento de Orden OED)	Incumplimiento de órdenes de despacho o programación
DIS_LTRA	(Disponibilidad Limitada por Transporte)	Disponibilidad restringida debido a limitaciones en el transporte
OP_LCOMB	(Limitación por Combustible)	Limitación en la operación debido a restricciones de combustible
CCONTEXP	(Cubre Contratos Expuestos)	Estados asociados a contratos expuestos a condiciones variables
IND_NOAC	(Indisponibilidad Programada No Acordada)	Indisponibilidad programada que no ha sido acordada previamente
IND_LCOM	(Indisponibilidad por Logística de Combustible)	Indisponibilidad debido a problemas logísticos relacionados con el combustible
CO_SEA	(Forzado por Seguridad en el Área)	Costo forzado relacionado con la seguridad en una área específica
CM_INC	(Costo Marginal Incompleto)	Costo marginal incompleto o cuando el margen de generación es insuficiente para cubrir ciertos costos
CO_EXP	(Costo Operativo Exportación)	Costo operativo asociado con la exportación de electricidad
CO_COMB	(Costo Operativo Cupo de Combustible)	Costo operativo relacionado con el cupo o límite de combustible
GRP	(Generación Requerimiento Propio)	Generación requerida para cumplir con los requisitos propios del sistema o del operador

Estado de Costo Marginal (CM): Se refiere al costo adicional de producir una unidad más de electricidad y es determinante en el despacho óptimo de generación. Las centrales en este estado están despachadas cuando el costo marginal es el menor posible para satisfacer la demanda en el sistema.

Además, se puede resaltar::

- Costo Operativo (CO): Este estado se refiere a los costos relacionados con la operación continua de una unidad generadora. En estado costo operativo, se remunera al generador solo los gastos totales directos de generación (operación y mantenimiento).
- Forzado por Generador (CO_GEN): Indica un costo adicional causado por problemas o limitaciones dentro del propio generador. La responsabilidad económica recae en el generador, quien debe cubrir los costos excedentes a la operación y mantenimiento en caso de superar el CM.
- Forzado por Potencia (CO POT): Relacionado con la potencia generada. Este estado refleja limitaciones específicas de potencia, como sobrecargas o restricciones de capacidad.
- Forzado por Tensión (CO_TEN): Este estado se asigna cuando la unidad generadora debe ajustarse por cuestiones de tensión en la red.
- Forzado por Seguridad (CO_SEG): Este estado se refiere a la generación limitada o ajustada por razones de seguridad en la operación.
- Forzado por Transporte (CO_TRA): Representa un estado donde las limitaciones están asociadas a restricciones en el transporte de electricidad.
- Arranque – Fase de Arranque (FA): Este estado cubre los costos asociados con el proceso de arranque declarado de una unidad generadora. El pago por el arranque de generadores se efectúa cuando su desconexión anterior ha sido solicitada y acordada por el OED. El tiempo de arranque incluye un porcentaje adicional que considera la estabilización de la unidad. Las paradas no programadas por motivos distintos al mantenimiento penalizan al generador, considerándose una potencia disponible de cero durante el tiempo de inactividad no justificada.

- Indisponibilidad Programada Estacional (IND EST): En este caso, la generación está fuera de servicio según un plan de mantenimiento programado. Las horas en mantenimiento no son consideradas en el cálculo de la potencia disponible.
- Indisponibilidad Intempestiva (INTESP): Se refiere a la situación en la que una unidad generadora queda fuera de servicio de forma inesperada y no programada. Es una indisponibilidad que afecta la capacidad de generación de manera inmediata y generalmente se debe a fallas técnicas o problemas imprevistos en la planta.
- Costo por Exportación (CO EXP): Refleja el costo operativo cuando la energía es destinada a exportación. La responsabilidad de estos costos se distribuye según los acuerdos de exportación.
- Limitación por Transporte (DIS LTRAN): Representa un estado de disponibilidad limitada causado por restricciones en el sistema de transporte de electricidad.
- Limitación por Combustible (DIS LCOMB): Este estado ocurre cuando la generación de la planta está limitada debido a restricciones en el suministro de combustible. Puede deberse a problemas en la cadena de suministro o a políticas de uso eficiente de recursos en momentos de escasez.

5.3.5 Sistema de Operación y Despacho (SOD) – Red Tiempo Real

El funcionamiento del Mercado Spot requiere comunicación en tiempo real entre los integrantes del MEM y el OED, para programar y coordinar la operación y el despacho del sistema, así como para calcular en tiempo y forma los precios y volúmenes que definirán los montos en las transacciones económicas.

Las necesidades que de ello se derivan en materia de comunicaciones, adquisición, transmisión y procesamiento de la información a intercambiar, asociada a la operación y a las transacciones comerciales que se lleven a cabo, son cubiertas por medio del Sistema de Operación y Despacho (SOD).

La responsabilidad primaria de operación y despacho es de CAMMESA. Sin embargo, en vista del despliegue territorial y de la multiplicidad de actores que intervienen en el MEM, está facultada para delegar funciones que le son propias en otras empresas.

El SOD abarca específicamente lo siguiente:

- Un sistema de operación en tiempo real (SOTR): El cual brinda los medios físicos necesarios para llevar a cabo la coordinación de la operación en tiempo real del sistema eléctrico. Incluye las funciones necesarias para llevar a cabo la operación del sistema físico y la administración del MEM en tiempo real que realiza CAMMESA desde su centro de control. Es responsabilidad de las empresas hacer llegar los datos requeridos al centro de control del OED, conforme a las normas aprobadas por la SE. Las empresas concesionarias del servicio de transporte deberán contar con el soporte de telecontrol necesario para abastecer sus propias necesidades y suministrar la información requerida para la coordinación de la operación de la red. Los generadores serán responsables de hacer llegar la información. Aquellas instalaciones que no formen parte del Mercado Spot pero que vinculen puntos de intercambio de terceros con el mercado, deberán contar con los medios adecuados para llevar a cabo la supervisión y para enviar la información necesaria.
SOTR también se denomina a la potencia utilizada por el COC para realizar el despacho horario. Representa la potencia instantánea al final de cada hora, por lo tanto, no es representativa de la hora operada.
- Un sistema de medición comercial (SMEC): Destinado a la medición, registro y transmisión de la información necesaria para la ejecución de las transacciones económicas. Las mediciones destinadas a fines comerciales se realizan con instrumental

propio de las empresas que participan en el MEM. Dichos medidores deben cumplir las normas propuestas por CAMMESA y aprobadas por la SE. CAMMESA cuenta con un registro oficial de estos medidores donde figuran todas sus características y los ensayos efectuados. Asimismo, dispone de un sistema de registro y transmisión de datos con el que recolecta toda la información procedente de los diferentes medidores.

La medición SMEC representa la medición comercial proporcional de la hora y, por lo tanto, es representativa de la hora operada.

- **Un sistema de comunicaciones (SCOM):** Enfocado a la operación en tiempo real y al sistema de medición comercial, abarcando enlaces de voz, datos, etc. Los medios de comunicación que se emplean para cubrir las necesidades de los agentes del MEM en relación con el SOTR y el SMEC, constituyen el SCOM del MEM.

Aquellas empresas que no disponen de medios de comunicación propios establecen acuerdos con terceros para la prestación de los servicios de comunicaciones necesarios, bajo condiciones contractuales a fijar por las partes.

En particular, el SOTR está constituido por:

- El SCADA (EMS) del COC (Centro de Control de CAMMESA).
- Los sistemas de adquisición de datos de los agentes del MEM que participan del SOTR.
- Los medios de comunicación de datos y voz.

El SCADA del COC está bajo responsabilidad directa de CAMMESA y el resto, incluyendo las comunicaciones, bajo la responsabilidad de cada agente.

Además, a CAMMESA le compete la coordinación del conjunto a través de las funciones que le confiere el marco normativo establecido por la SE:

- Anexo 24: Sistema de Operación y Despacho (SOD).
- Metodología para la medición de indisponibilidad de los enlaces de datos del SOTR.

Los datos recibidos alimentan además del COC, una innumerable cantidad de procesos pertenecientes a otros sectores tales como programación semanal y diaria, estudios eléctricos, sistemas transaccionales, modelos matemáticos, post-operativo, energías renovables, etc.

El sistema de potencia se opera con base a una combinación de información estática y telemidas de tiempo real. El sistema SCADA es el que provee la información de tiempo real.

Las tareas y recursos utilizados para mantener los modelos en las bases de datos se refieren a la Ingeniería de Datos:

- SOTR (Base de datos eléctrica del SOTR)
- Parámetros Eléctricos + Topología de la red

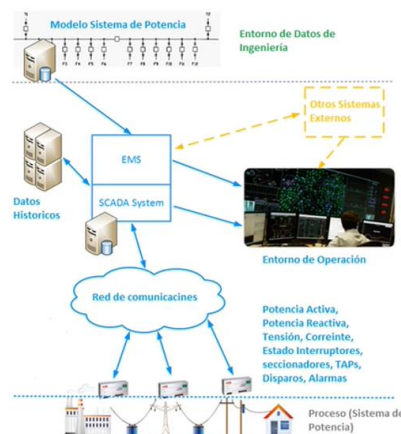


Imagen 5.3.5_1: Esquema SOTR.

El propósito de un EMS (Energy Management System) es mejorar la operación a través de la consciencia situacional y el reconocimiento de desviaciones de las condiciones normales de operación. Permite analizar en régimen permanente al sistema de potencia:

- Estimación de Estados (SE).
- Análisis de Seguridad (SA).
- Análisis de Corto Circuito (SCA).
- Flujo de Cargas Óptimo (OPF).
- Control Automático de Generación (AGC).
- Soportar el intercambio de información con sistemas corporativos y de otras empresas de servicios eléctricos.

5.3.6 Sistema de Medición SMEC

El sistema de medición comercial SMEC tiene como función medir los intercambios de energía eléctrica entre los distritos agentes del MEM, en sus puntos de interconexión.

Los puntos de medición están instalados en cada punto de interconexión entre dos agentes del MEM. La medición representa la proporción comercial de la hora y es destinada a fines comerciales.

La información registrada en los medidores SMEC es leída en forma diaria desde diez centros de recolectores regionales, distribuidos a lo largo del país. Están instalados en las empresas transportistas y reportan a CAMMESA las mediciones recolectadas.

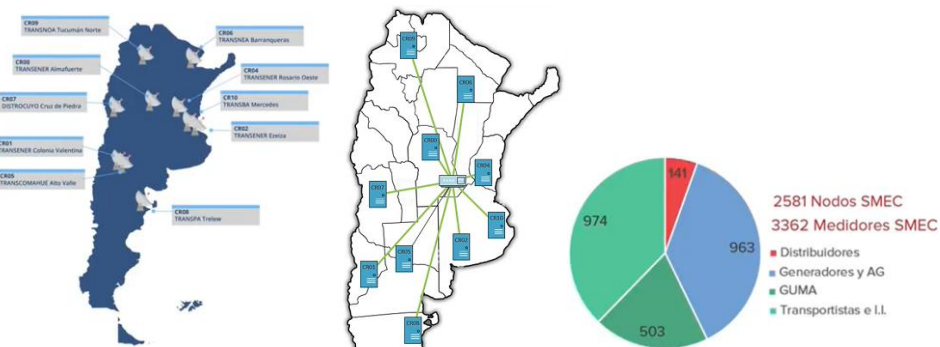


Imagen 5.3.6_1: Centros recolectores regionales.

El hardware y software (OPTIMUM, de origen nacional) de los centros recolectores es provisto por CAMMESA y el correcto funcionamiento de los mismos, son de responsabilidad de los transportistas. Desde los medidores SMEC a los centros recolectores se llega a través de vínculos de comunicación que puede ser telefonía pública o privada, internet o una red privada del transportista. A través de una red VPN se llega a la base de datos de CAMMESA.

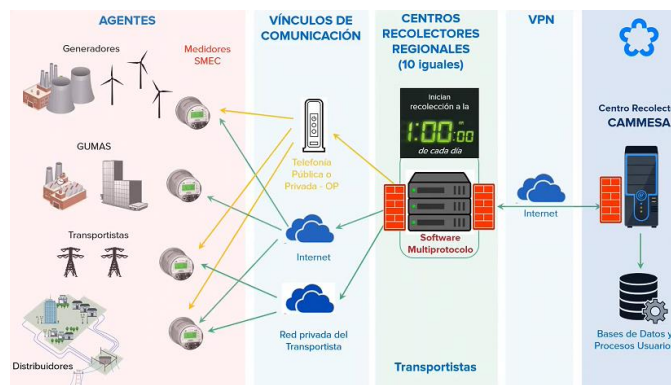


Imagen 5.3.6_2: Esquema sistema de medición SMEC.

La jerarquía de medición la fija la normativa mínima para cada uno de los instrumentos que conforman la cadena de medición SMEC y se determina en función al nivel de energía a medir.

Tipo de Instalación	TI	TV	Medidor Principal	Medidor de Control
<ul style="list-style-type: none"> * Interconexiones > de 132 kV - Transportistas - Distribuidores - Entre Distribuidores - Grandes Usuarios * Generadores > 20 MW * Interconexiones Internacionales 	0,2s	0,2	0,2s	0,2s
<ul style="list-style-type: none"> * Interconexiones entre Transportistas * Interconexiones < de 132 kV - Transportistas - Distribuidores - Entre Distribuidores - Grandes Usuarios * Generadores < 20 MW * Servicios auxiliares de generación * Generación Interna de Autogeneradores 	0,5s	0,5	0,5s	No obligatorio

Imagen 5.3.6_3: jerarquías de medición de equipos SMEC.

La conformación básica de un medidor SMEC consta de transformadores de medición, los medidores y los equipos de comunicación. Se mide la suma entre los medidores de todas las conexiones de los agentes. Por ejemplo, para un GUMA, con n conexiones al MEM, sería la suma del SMEC1 al SMECn.

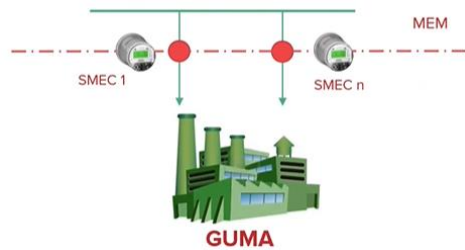


Imagen 5.3.6_4: Medición SMEC de un GUMA.

Para los transportistas troncales, se mide antes de las ramificaciones con los distribuidores o grandes usuarios y para los transportistas en extra alta tensión se puede medir antes de las ramificaciones o en cada salida posterior o en todos los puntos posibles de medición.

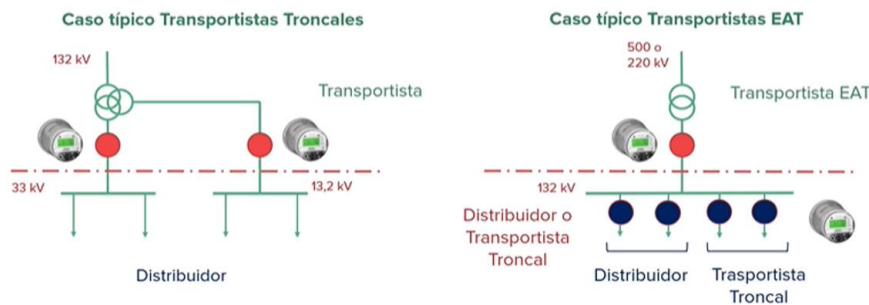


Imagen 5.3.6_5: Medición SMEC transportistas.

En la medición SMEC de las centrales eléctricas, lo que se necesita saber es la energía neta aportada al sistema, descontando los consumos auxiliares propios de las centrales.

Para las centrales hidráulicas, renovables, nucleares y motores diésel, se requiere una medición total de la central, no de cada generador en particular. En cambio, para las centrales térmicas convencionales se necesita una medición SMEC para cada maquina generadora ya que pueden ser despachadas en su conjunto total o de forma particular y consumiendo diferentes combustibles. Las centrales térmicas convencionales tienen variación de la potencia disponible por contrato, en función al combustible despachado. Por este motivo, es importante separar la medición por máquina.

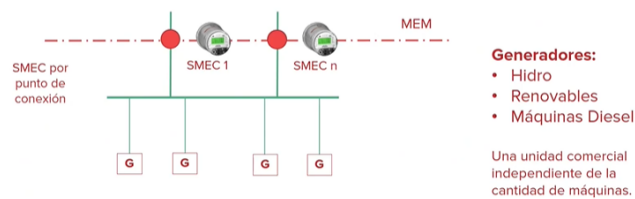
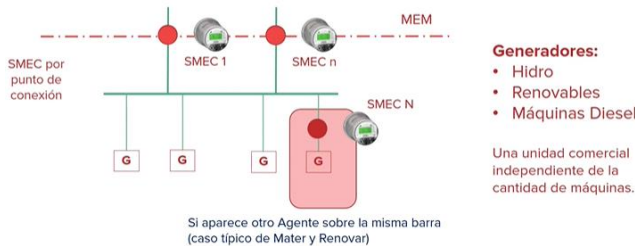


Imagen 5.3.6_6: Medición SMEC generadores.

Puede ocurrir que en las centrales renovables o en centrales de motores diésel, se agreguen unidades generadoras. Esta generación se agrega con un nuevo medidor que luego se resta al valor medido neto de los medidores generales.



Si aparece otro Agente sobre la misma barra (caso típico de Mater y Renovar)

Imagen 5.3.6_7: Medición SMEC generadores con adición de unidades.

Cada uno de los puntos de medición está conformado por uno o dos medidores electrónicos trifásicos de energía. Uno o dos dependiendo del volumen de energía a medir. Los mismos registran energía activa bidireccional, tensión promedio y energía reactiva en cada cuadrante en bloques de 15 minutos. Cada uno de los medidores se comunica de forma remota con el centro recolector.

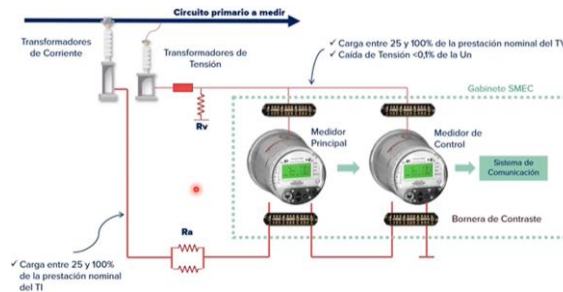


Imagen 5.3.6_8: Esquema puntos de medición SMEC.

Existe una bornera de ensayo (la de abajo) utilizada por una empresa contratista para realizar pruebas del medidor. Los transformadores de medida son los encargados de reducir los niveles de tensión y corriente a valores soportables por la electrónica de los equipos. Existen, además, los circuitos secundarios que pueden estar en decenas de metros en instalaciones de medias tensión a los cientos de metros en instalaciones de alta tensión. La carga esta normalizada dentro de límites y la caída de tensión no debe superar el 0,1 % para reducir al máximo los errores de medición.

5.3.7 Control de las variables transaccionales

CAMMESA desempeña un papel crucial en el sistema eléctrico argentino a través del control post-operativo. Realiza el monitoreo de las variables del MEM, asegurando el cumplimiento de las normativas y la transparencia en las operaciones. El control post-operativo implica la verificación de la generación y el despacho de energía, así como el análisis de discrepancias en

las mediciones. Esto permite a CAMMESA gestionar y resolver posibles conflictos entre los agentes del mercado.

Además, gestiona las transacciones entre generadores y consumidores, garantizando una remuneración justa por la energía producida.

5.3.7.1 Control Post-Operativo (POSOP)

El control Post-Operativo está inmerso en la gerencia de transacciones comerciales. Se centra en la revisión de las operaciones del mercado después de su cierre diario. Esta función es crucial para la evaluación de la eficiencia operativa y la detección de posibles irregularidades. El proceso incluye:

- **Revisión de Transacciones:** Se lleva a cabo una revisión detallada de todas las transacciones realizadas para verificar su exactitud y conformidad con los procedimientos del MEM.
- **Ajustes y Correcciones:** Se realizan ajustes necesarios en caso de detectar errores en las transacciones o en la contabilidad del mercado.
- **Informes de Incidencias:** Se generan informes sobre cualquier incidente o irregularidad detectada durante el proceso post operativo, con el fin de tomar medidas correctivas y preventivas.

El mismo, se encuentra compuesto por tres áreas:

- **Control de la Operación:** Control de la operación del sistema eléctrico y validación de datos Post-Operativos.
- **Control de Combustibles:** Son las tareas que se desarrollan para el análisis, control y determinación de los consumos de combustibles por máquinas, así como el seguimiento de los stocks de combustibles líquidos. También incluye el control, cálculo y la asignación de costos e impuestos a los combustibles.
- **Emisión Partes Post-Operativos:** Las actividades comprendidas engloban el proceso de elaboración y emisión del reporte correspondiente al Control Post-Operativo.

El Control Post-Operativo recibe información de diversas áreas en la empresa, valida la información y genera salidas que, en función de la información, pueden ser dirigidas a los agentes del MEM, a transacciones comerciales, administración y finanzas, análisis y control, como así también, a otras áreas de la empresa.

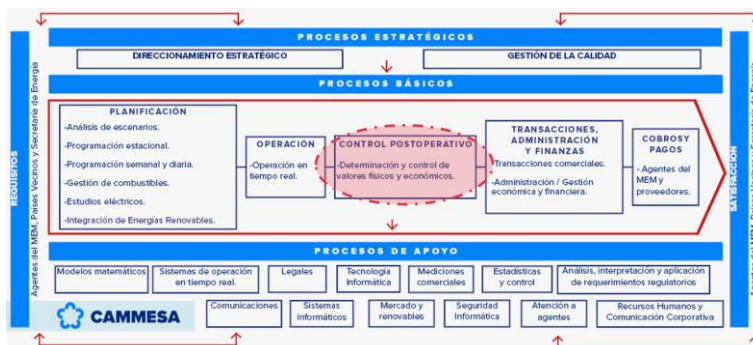


Imagen 5.3.7.1_1: Flujo de datos en CAMMESA.

Las flechas indican la cadena de producción de datos. Comienza con la planificación de la operación, sigue con la operación en tiempo real y luego la información deriva al Control Post-Operativo, el cual, luego de validar la información, traslada los datos a transacciones comerciales (encargados de emitir el documento de transacciones económicas) y hacia las áreas de administración y finanzas (efectúan los pagos de las variables transaccionadas).

Las principales salidas que se generan en el Post-Operativo, son:

- **Parte diario de Control Post-Operativo:** Informe publicado por CAMMESA al MEM en ambiente de revista electrónica. Este informe contiene los resultados de la operación diaria, los cuales se presentan en distintos documentos. Es principalmente destinado a los agentes generadores del MEM y tiene la información de las variables transaccionadas, con el fin de que los generadores lo analicen y realicen sus observaciones u reclamos correspondientes si así lo requieran. Se emite los días hábiles.
- Informes operativos diarios publicados en internet.
- Evolución del marginal térmico operado por áreas.
- Evolución del precio de mercado por áreas.
- Área en la que quedó ubicada cada máquina.
- Estados operativos de las centrales. Despacho realizado.
- Resultado del despacho de RPF en el mercado y áreas locales.
- Resultado del despacho de RSF en el mercado y áreas locales.
- Asignación de reservas de corto plazo.
- Incumplimientos a la convocatoria de reservas de corto plazo.
- Porcentajes de combustible alternativo en máquinas térmicas.
- Intercambios internacionales: Energías Comercializadas en contratos y convenios internacionales por nodo de interconexión.
- Consumos horarios de combustibles por tipo.
- Novedades de servicio de máquinas térmicas.
- Novedades de servicio de máquinas hidráulicas.
- Novedades de servicio de la red y del sistema.
- Transacciones de alivio de carga.
- Déficit de reactivo.
- Asignación de generación forzada.
- Remuneración variable de transporte.
- Reconocimiento y asignación de costos e impuestos a los combustibles.
- Reconocimiento del transporte de gas.

5.3.7.2 Control de la Operación

El rol desempeñado en el Control de la Operación implica una labor cotidiana de filtrado y validación de datos, donde se verifican y corrigen las discrepancias basándose en la información provista por la programación semanal y diaria, los informes de perturbaciones provistos por el COC, las declaraciones de los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y los datos de la operación real. El control se lleva a cabo de manera diaria, durante los días laborables, y se enfoca en los días previos ya procesados. En consecuencia, no se controla el día en curso, sino aquellos que han sido ya procesados. A fin de mes, se realiza una revisión mensual general.

En resumen, las tareas del puesto son:

- Control de reservas:
 - (a) Control de la Regulación Secundaria de Frecuencia RSF.
 - (b) Control de la Regulación Primaria de Frecuencia RPF.
 - (c) Control de la reserva de 5 minutos, 10 minutos y fría de 20 minutos.
- Control diario de la operación realizada:
 - (a) Energías generadas vs previstas.
 - (b) Estados operativos.
 - (c) **Control de la Potencia Disponible.**
 - (d) Mantenimientos Programados.
 - (e) Generación Forzada.

(f) Combustibles utilizados.

(g) Costos marginales operados.

- Control de la Energía acreditada en contratos renovables.
- Control de las Centrales de bombeo.
- Compuo de la Energía reactiva de centrales de generación en modo compensador sincrónico.
- Control de la sanción de precios de la energía y servicios.
- Consolidación de la información en las bases correspondientes.
- Respuesta a reclamos.
- Controles mensuales.

Se detalla en **negrita** dentro del control diario de la operación realizada, el control de la potencia disponible, el cual es el parámetro principal de este proyecto.

La supervisión requiere la manipulación de grandes volúmenes de información, las cuales provienen de diversas partes de la empresa, entre ellas, el Centro de Control y Operación (COC), el Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR), la programación Diaria (PRODIA), el Sistema para la Operación y Control (SIPCO) y el Sistema de medición Comercial (SMEC). También se utilizan valores del historiadore (SOTR) y de la base de datos de POSOP.

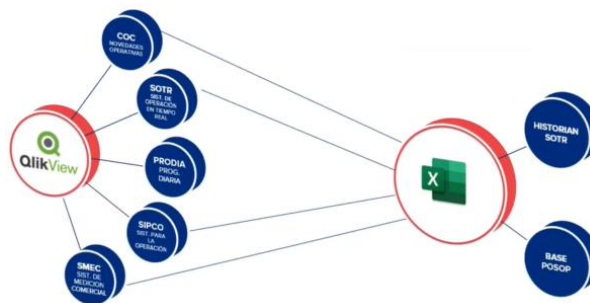


Imagen 5.3.7.2_1: Entrada de datos para realizar el Control de la Operación.

5.3.7.2.1 Control Diario de la Operación Realizada – Control de la Potencia Disponible

Diariamente, el control de la operación realiza la supervisión de la operación realizada. Evalúa si lo operado se ajustó a lo programado y en caso de registrarse desvíos, si se respetaron las pautas de mayor y menor demanda provistas por la programación diaria. Además, realiza un control sobre las novedades enviadas y recibidas, las potencias declaradas, los costos, estados operativos, entre otros análisis.

Las entradas de información son:

- ❖ Por parte de Programación diaria:
 - Energías programadas por central y combustible a utilizar. CVP's por máquina.
 - Intercambios internacionales previstos.
 - Indisponibilidades forzadas y programadas del parque generador.
 - Ensayos de generadores.
 - Mantenimientos relevantes de la red de transporte. Generación forzada e indisponibilidades por transmisión.
 - Pautas de mayor y menor de demanda y/o generación.
- ❖ Por parte de Operaciones – Centro de control:
 - Energías realizadas por central y combustibles utilizados.
 - Redespachos por cambios en la previsión durante la operación.
 - Fallas relevantes en el sistema eléctrico e indisponibilidad de generadores.

- Generación forzada por motivos locales o multiárea. Límites de transmisión y fuera de banda.

Dentro de actividades, se destaca el control máquina por máquina de todas las centrales térmicas operadas.

Con la ayuda de la herramienta gráfica QlikView, se controla:

- La potencia disponible de las centrales.
- Combustibles utilizados. Cambios de combustibles. Limitaciones de combustible.
- Las entradas en servicio (tiempos de arranque declarados) y fuera de servicios de las centrales.
- Mantenimientos programados de las centrales. Indisponibilidades y salidas intempestivas.
- Perturbaciones, limitaciones, mantenimientos en el SADI que afectan a las centrales.
- Estados operativos.
- Costos variables de producción (CVP).
- Energía SOTR vs SMEC.

Para poder exponer el control, se utiliza como ejemplo la operación que realizó una central TG ubicada en la provincia de Rio Negro (TGRN1). La misma, pertenece a un ciclo combinado de una TG y una TV.

A continuación, se exhiben cada una de las gráficas que se analizan con la herramienta QlikView seguido de una breve explicación.

En la siguiente ilustración, se observan las curvas de potencias realizadas por la TGRN1 durante los 24 de un día al azar (11/11/2024).

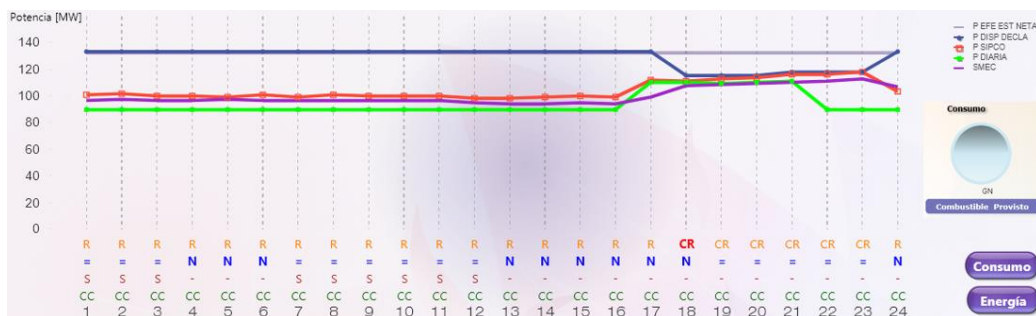


Imagen 5.3.7.2.1_1: Curvas de potencia en QlikView.

Se detalla:

- Curva en azul: Potencia disponible declarada de forma horaria por la central.
- Curva en verde claro: Potencia programada o prevista a despachar, obtenida en el predespacho por programación diaria.
- Curva roja: Potencia SIPCO. Es la potencia utilizada por el COC para realizar el despacho horario. Es la potencia instantánea al final de cada hora.
- Curva violeta: Medición comercial SMEC, proporcional de la hora. Tomado de los medidores instalados en las fronteras de las centrales.

En el eje X se muestran las horas del día y en el eje Y la potencia en MW. Para cada hora del día, se detallan los diferentes estados operativos de la central. A continuación, se analizan los mismos en detalle.

R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	CR	CR	CR	CR	CR	CR	R
=	=	=	N	N	N	=	=	=	=	=	N	N	N	N	N	N	N	=	=	=	=	=	=	N
S	S	S	-	-	-	S	S	S	S	S	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CC	CC	CC	CC	CC	CC	CC	CC	CC	CC	CC	CC	CC	CC	CC	CC	CC	CC	CC	CC	CC	CC	CC	CC	CC
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	

Imagen 5.3.7.2.1_2: Estados operativos de las centrales en QlikView.

- En la primera fila se define si la central se encuentra en servicio completa sin aporte de RPF (C), incompleta sin aporte de RPF (IN), completa con aporte de RPF (CR), incompleta con aporte de RPF (R), o si la central se encuentra fuera de servicio indisponible (I) o disponible (D).
- En la segunda fila se detalla el estado frente al costo, el cual depende de los costos marginales operados en cada hora (CMO) y del costo variable de producción de la máquina (CVP). Puede resultar en costo operativo (N), costo marginal (=), forzada por tensión (V), forzada por distribuidor (B), forzada por seguridad de área (S), forzadas por exportación (X), entre otros estados operativos.
- En la tercera fila se especifican las limitaciones. Pueden ser limitaciones de combustible (Q), de transporte (S), entre otras.
- En la cuarta fila se aclara si al central funciona a ciclo combinado (CC) o a ciclo abierto (CA) y si se encuentra disponible o no para operar a ciclo combinado.

En el ejemplo, la central funciona con RPF todas las horas, de las cuales, de 18h a 23h se encuentra a carga completa. Opera a costo marginal de 1h a 3h, de 7h a 12h y de 19h a 23h. El resto de las horas, donde el CVP de la central es mayor al CMO, opera a costo operativo. Las horas que no está completa y se encuentra a costo marginal, está limitada por transmisión. Para todas las horas opera como ciclo combinado con la TV.

Volviendo al gráfico de curvas de potencia, a la derecha, se encuentra un diagrama de torta, que representa el combustible o los combustibles consumidos por la central. Si son más de uno, el gráfico se pinta en función de la cantidad de tiempo que consume cada combustible. Este diagrama facilita la tarea de percibir los cambios de combustibles y los tipos de combustibles consumidos.

La operación de las centrales es regida por las ordenes enviadas desde el COC a las centrales, como así también por las novedades de generación enviadas por las propias centrales. Estos registros son los que definen los estados operativos.

La siguiente imagen muestra el formato de cómo se visualizan las órdenes y novedades de generación. Se detalla la hora y minuto de acción de la orden/novedad, la acción de la orden/novedad, la potencia disponible declarada en la misma, el responsable de registro, la hora de ingreso de este y una observación en caso de ser necesario.

NOVEDADES DE OPERACIÓN - NOVEDADES DE SIPCOC						
Hs	Min	NOVEDAD	POTENCIA DISPONIBLE DECLARADA (MW)	RESPONSABLE DE NOVEDAD	HORA INGRESO	OBSERVACIÓN
3	24	OPERA A COSTO OPERATIVO	133,14	Despachante COC	03:24:11	-
6	13	OPERA A COSTO MARGINAL	133,14	Despachante COC	06:13:26	-
6	14	LIMITADO POR TRANSMISION	133,14	Despachante COC	06:14:05	TR CHOELE CHOEL
12	35	OPERA A COSTO OPERATIVO	133,14	Despachante COC	12:35:25	-
16	23	SUBE CARGA	133,14	Despachante de la central	17:07:49	-
17	0	COMPLETO CON MARGEN RPF	115	Despachante de la central	17:08:48	-
18	30	OPERA A COSTO MARGINAL	115	Despachante COC	18:30:58	-
20	35	SIGUE COMPLETO CON RPF	118	Despachante de la central	20:43:09	-
23	19	OED BARR AL MINIMO TECNICO	118	Despachante COC	23:19:54	-
23	21	BAJA CARGA	133,14	Despachante de la central	23:23:04	-

Imagen 5.3.7.2.1_3: Vista novedades y órdenes.

Lo que realiza el control de la operación es verificar que la potencia disponible declarada sea coherente con los valores generados SMEC. Además, se deben validar los cambios de

combustible, los tiempos de arranque y parada de las centrales, las salidas y entradas de servicio forzadas, la disponibilidad de las centrales, los estados operativos, las limitaciones, entre otras tareas. Para esto, se agregan o modifican registros de novedades con el fin de generar el impacto pretendido en función de lo analizado y también se cargan registros para ajustar el valor de la potencia disponible en función a la operación real.

Es importante considerar que las máquinas generadoras tienen un índice de indisponibilidad que puede ser influenciado por diversos factores. Esto incluye mantenimientos programados con programación diaria, mantenimientos correctivos no programados, indisponibilidades ocasionadas por eventos externos a las centrales, así como fallas internas.

Si una central se encuentra indisponible (I), es necesario analizar la causa de esta indisponibilidad. Puede ser debido a factores externos a la central, como problemas de transmisión o falta de suministro de combustible, o bien a factores internos, como mantenimientos programados o una falla en el generador. En caso de que la central necesite realizar mantenimientos programados, debe informar de ello a la programación semanal y diaria. Esta entidad evaluará la solicitud y tomará la decisión de aceptarla o rechazarla, y ajustará el predespacho teniendo en cuenta el mantenimiento.

A raíz de esto es que la programación genera registros de los mantenimientos de las centrales, los cuales deben controlarse. En la siguiente imagen, se muestra el formato del cuadro que detalla los mantenimientos programados para la central TGRN1.

NEMO	FECHA DESDE	Hs DESDE	FECHA HASTA	Hs HASTA	FECHA DESDE CPO	Hs DESDE CPO	FECHA Hasta CPO	Hs HASTA CPO	%	NO REALIZADO?	OBSERVACIONES
TGRN1	8/11/2024	1	13/11/2024	24	8/11/2024	1	9/11/2024	17	100	-	-

Imagen 5.3.7.2.1_4: Vista mantenimientos programados.

De la segunda a la quinta columna se describe el día y la hora desde y hasta que está programado el mantenimiento, y en las columnas de la sexta a la novena, el control de la operación puede modificar el periodo del mantenimiento, observando la operación real de la central. Esta acción es necesaria, para que no se la penalice a la central en caso de realizar un mantenimiento que estaba programado. Se observa que el registro cerraba el día 13/11/2024 a las 24:00h, pero desde el control de la operación, se modificó la fecha final al 09/11/2024 a las 17:00h, ya que la central finalizó el mapro antes de la fecha pactada.

En la próxima imagen, se observa la manera en que se analiza de forma gráfica, la comparación entre el costo marginal operado en cada hora (CMO) y el costo variable de producción de la central (CVP). Este último es directamente proporcional al costo de combustible y el costo de operación y mantenimiento, declarados por los generadores, e inversamente proporcional al factor de nodo.

El CMO está definido por la central más cara que se encuentra marginando en el sistema al final de cada hora, curva azul y la curva verde es el CVP de la central TGRN1, para el mismo día, consumiendo combustible GAS.

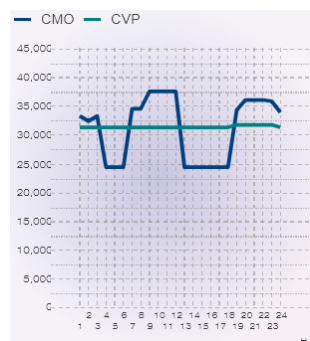


Imagen 5.3.7.2.1_5: CMO vs CVP en QlickView.

La imagen da un panorama del costo de producción en cada hora y su relación con el CVP de cada central. Se observa que de 4h a 6h y de 13h a 18h, el CMO es menor al CVP de la central, por lo tanto, estas horas, la central opero forzada a costo operativo (costo asociado a la operación). Las horas restantes opero a costo marginal. En caso de que no coincida el estado operativo con lo observado, debe analizarse y corregirse. Generalmente, las centrales de ciclo combinado, como este caso, las horas de baja demanda, no se sacan de servicio, sino que se bajan al mínimo técnico y se dejan a costo operativo, ya que el tiempo de arranque posterior al apagado puede ser de varias horas y es necesario tenerlas operativas para abastecer el aumento de la demanda de la mañana. El costo operativo es remunerado por la demanda, al igual que el costo marginal, pero en este caso, se remunera al generador solo los gastos totales directos de generación, no dependiendo del costo de producir una unidad adicional de energía. El estado le indica al operador de CAMMESA, que esa central baja carga por un motivo particular del despacho y su remuneración busca asegurar que el generador reciba lo suficiente para cubrir estos costos, de manera que sea sostenible mantener su operación.

El control de la operación es el encargado de controlar la potencia disponible horaria, con el propósito de que la remuneración de la misma se la correcta en función a lo operado real. Para esto se observan los valores SMEC y si se destacan desviaciones de lo declarado con lo operado real a potencia máxima, se ingresan registros de ajuste. A continuación, se observa cómo se ingresan estos registros.

NEMO	FECHA DESDE	Hs DESDE	FECHA HASTA	Hs HASTA	TIPO	VALOR POTENCIA	USUARIO
TGRN1	11/11/2024	19	12/11/2024	11	MANUAL	116,4	OP POSOP
	10/11/2024	2	11/11/2024	18	MANUAL	120,3	OP POSOP

Imagen 5.3.7.2.1_6: Vista modificaciones de los registros de ajustes COP.

Se detalla el nemo del generador, fecha y hora desde y hasta se establece el registro, el valor de potencia disponible ajustado y el usuario que lo ingreso.

En este caso en particular, la central completo carga con RPF y alcanzo un valor máximo despachado SMEC de 116,4 MW, mucho menor al declarado cuando la central baja carga, de 133,14. Por lo tanto, una hora posterior a que la central completo carga, se ingresó el registro de ajuste (de 11/11/2024 a las 19h hasta el 12/11/2024 a las 11h). Estas situaciones se analizan en detalle en el punto 7 del informe (procedimiento actual de ajuste).

El software QlikView proporciona una vista integral de toda la información necesaria para el control de la operación, como se ilustra de forma representativa a continuación.



Imagen 5.3.7.2.1_7: Vista general de la pantalla principal de QlikView.

De esta manera es como el control de la operación de CAMMESA observa y controla de forma diaria el funcionamiento de las centrales.

Además, se puede realizar un análisis de la energía SOTR vs SMEC, para cada central, con el fin de determinar fallas u errores en los sistemas de medición y validar o chequear faltantes o errores en las novedades de generación enviadas.

También se puede observar el consumo de combustible real frente al previsto para cada uno de los combustibles consumidos.

Ambas graficas se desprenden del grafico de curvas de potencias, como se muestra en la imagen posterior.

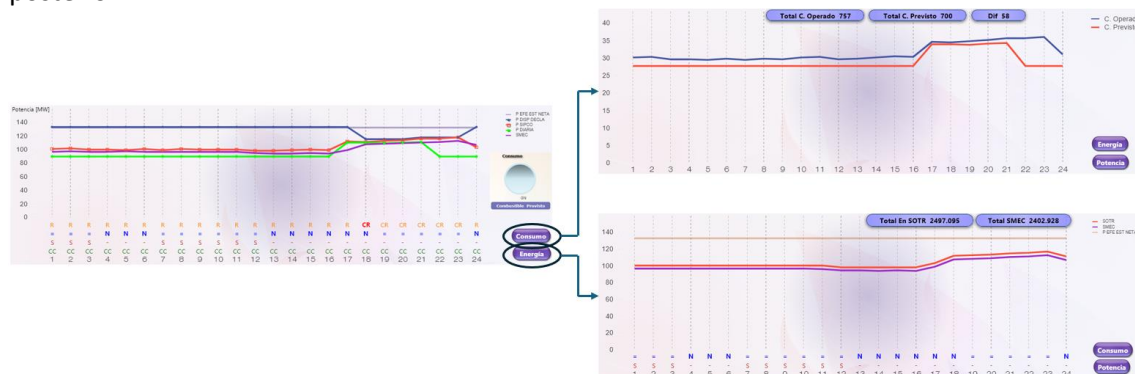


Imagen 5.3.7.2.1_8: Arriba: Evolución del consumo de combustible previsto vs operado de cada central. Abajo: Energía SOTR vs SMEC en QlikView.

Arriba la comparación del consumo de combustible y abajo el control de la energía SOTR vs SMEC.

5.3.8 Transacciones Comerciales

El área de transacciones comerciales de CAMMESA se encarga de coordinar y administrar las transacciones de energía eléctrica entre los distintos agentes del mercado, asegurando que los flujos de energía y las remuneraciones se realicen de manera eficiente y transparente. Las principales funciones del área son:

- **Gestión de Contratos:** Administra los contratos de compra y venta de energía entre generadores, distribuidores y consumidores mayoristas. Esto incluye la verificación del cumplimiento de las condiciones contractuales y la resolución de conflictos.
- **Cálculo de Remuneraciones:** Realiza el cálculo de las remuneraciones de forma mensual a los generadores eléctricos, basándose en distintos parámetros, los precios que se determinan en el mercado y los datos ya validados por el Control de la Operación. Esto incluye el precio marginal de la energía, que se establece en función de la oferta y la demanda. En otras palabras, se calculan los costos que debe abonar la demanda.
- **Registro de Transacciones:** Mantiene un registro de todas las transacciones comerciales realizadas, asegurando la transparencia y la trazabilidad de las operaciones dentro del mercado mayorista.
- **Reportes y Estadísticas:** Genera reportes estadísticos sobre el comportamiento del mercado, que son utilizados para análisis y toma de decisiones por los agentes del sector.

Entre los reportes que se generan, los más importantes son el DTE y los documentos comerciales.

- El DTE mensual detalla la cantidad de energía suministrada por cada generador y consumida por los distribuidores o grandes usuarios, y sirve como base para el cálculo de las liquidaciones económicas. Este documento es clave en la administración y

seguimiento de las transacciones comerciales, permitiendo verificar los montos de energía negociados y los precios aplicables según las condiciones del mercado en cada período.

- Los documentos comerciales asociados a las transacciones energéticas incluyen entre otros, a las facturas de energía y las liquidaciones mensuales, que resumen las operaciones y determinan los montos a pagar o cobrar por cada agente del mercado. Estos documentos permiten a CAMMESA y a los agentes participantes tener un control claro y estructurado de las transacciones, facilitando la transparencia y trazabilidad en la operación del mercado mayorista.

Para la realización de los partes mensuales, el área recibe información de la medición SMEC, los datos físicos y económicos de generación filtrados por el control Post-Operativo, información de la programación y de estudios eléctricos, datos externos y se basa en las normativas provenientes de la SE.

A continuación, se ilustra el circuito transaccional de la información.

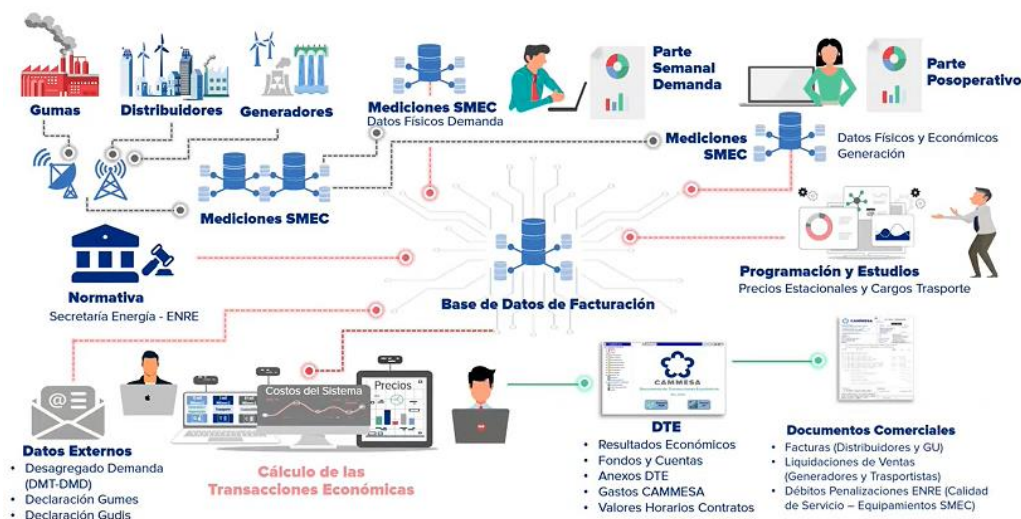


Imagen 5.3.8_1: Esquema del circuito transaccional.

La resolución N° 61/92 establece las normas de facturación, cobranza y liquidación. En la misma, se detalla que:

- A cada agente comprador: Por cuenta y orden de los vendedores, le corresponde una factura por los montos resultantes de la transacción económica del mes.
- A cada uno de los agentes vendedores: Le corresponde una liquidación de venta por el total resultante de la transacción económica.
- A cada agente transportista: Le corresponde una liquidación de venta por el total resultante de la transacción económica.

5.3.9 Remuneración de Energía y Potencia a los Generadores

El Sistema Tarifario que rige en la actualidad fue establecido mediante la resolución SRRYME N° 1/2019 de la Secretaría de Energía (Nuevo Esquema de Remuneración).

- Vigencia: Desde las transacciones económicas de marzo de 2019.
- Alcance: Para los mismos agentes comprendidos establecidos en la Resolución 19/2017. Generadores térmicos e hidráulicos que no tiene un régimen de remuneración diferencial o por la parte de la misma.

- Método de cálculo: Los generadores reciben la remuneración en función de la energía (generada, operada y generadas en horas de punta) y potencia ofrecida al MEM (potencia disponible base, DIGO) calculada a partir del valor neto entregado, o sea descontando el consumo propio de la central y teniendo en consideración el factor de uso. Además, cobran o pagan, según corresponda, por los otros servicios que se prestan en el sistema (regulación de frecuencia, control de tensión y aporte de reactivo).

La remuneración de la generación existente no comprometida en cualquier tipo de contrato ha sido fijada conforme la tecnología y el tamaño del equipamiento, de manera provisoria, y actualizada aleatoriamente y sin una periodicidad establecida.

La remuneración a generadores térmicos se diferencia en si los mismos tienen contrato de abastecimiento o, por el contrario, si no tienen contrato de abastecimiento (GHT). Se define por Generadores Habilitados Térmicos a todos aquellos que no poseen contratos en el mercado a término en cualquiera de sus modalidades. La remuneración a GHT se compone de pagos por energía generada, energía operada, energía generada en las horas de punta y por potencia disponible mensual real a un precio que puede ser base o DIGO. Por otro lado, la remuneración a los generadores con contrato se compone de pagos por energía generada, energía operada y por potencia disponible mensual real a un precio base estacional. No pueden declarar DIGO y no remuneran la energía generada en horas de punta. Además, cobran o pagan, según corresponda, por los otros servicios que prestan al sistema.

Se define como Generadores Habilitados Hidráulicos (GHH) a todos aquellos generadores hidroeléctricos que no tienen comprometidos su disponibilidad de potencia y energía generada en contratos en el MEM, en cualquiera de las modalidades habilitadas por la autoridad regulatoria correspondiente y que se encuentre vigente. La remuneración a los GHH se compone de pagos por energía generada, energía operada, energía generada en las horas de punta y por potencia disponible mensual.

Las centrales de generación habilitadas que funcionan a partir de fuentes energéticas no convencionales (GHR) que se identifican como tipo Eólicos, Solar Fotovoltaico, Biomasa, Biogás, Biogás de RSU pertenecientes a los agentes generadores alcanzados por lo definido en el Artículo N°2 de la Resolución ex SRRYME N° 1/2019, remuneran solo la energía generada.

5.3.9.1 Remuneración de la Energía Generada (generada, operada y operadas en horas de punta)

Energía Generada: Pago por la cantidad total de energía producida por el generador.

Energía Operada: Relacionada con la potencia rotante, es decir, la capacidad del generador de ajustar su potencia para estabilizar el sistema en cada hora. El volumen horario de la energía operada deberá corresponderse con el despacho óptimo para el cumplimiento de la energía y reservas asignadas.

Energía Operada en Horas de Punta: Se refiere a la energía despachada durante los períodos de mayor demanda en el sistema eléctrico. Tiene un valor estratégico dentro del sistema, ya que es primordial el despacho para evitar sobrecargas o cortes y, en consecuencia, su remuneración está sujeta a incentivos adicionales o mayores compensaciones.

Los generadores reciben pagos por la energía que efectivamente producen y entregan al sistema. Esta remuneración puede estar sujeta a contratos de largo plazo, precios spot o acuerdos bilaterales.

Cada hora "h", el precio de la energía (PEN) en un nodo "n" depende si dicho nodo está o no en un área desvinculada. Se remunera a todos los generadores por la energía inyectada al sistema.

$$\text{Remuneración} = E_{\text{generada}} * PEN_{hn}$$

- Si resulta en un área vinculada del mercado, el precio de nodo de la energía se calcula con el Precio de Mercado (PM) transferido hasta el nodo a través del factor de nodo (FN).

$$PEN_{hn} = PM_h * FN_{hn}$$

- Si resulta despachada en un área Desvinculada "a", el precio de nodo se calcula con el Precio Local (PL) del área transferido hasta el nodo a través del correspondiente factor de nodo.

$$PEN_{hn} = PL_{ha} * FN_{hn}$$

Cada hora, la energía vendida por una máquina al MEM se remunera al precio de la energía en el nodo salvo en los siguientes casos:

- Máquina generando forzada a requerimiento de un distribuidor: Su generación no resulta del despacho sino del cubrimiento de demanda no despachada. Es remunerada a su costo operativo.
- Máquina generando forzada a requerimiento del transporte: Es remunerada a su costo operativo.
- La energía de una máquina turbovapor de punta (TVP) en las horas fuera de pico de días hábiles en que resulta operando forzada al mínimo técnico, es remunerada al Precio de la Energía de Máquinas Forzadas por Requerimientos de Pico (\$FORPI), salvo que dicho precio resulte mayor que su costo operativo, en cuyo caso es remunerada a su costo operativo.
- La energía de una máquina térmica forzada en las horas que resulta operando forzada al mínimo técnico, es remunerada a su costo operativo.
- Para la Energía Generada, en las horas donde la unidad de generación se encuentra despachada fuera del despacho óptimo por razones operativas no atribuibles a generación forzada por requerimientos de transporte, de control de tensión o de seguridad, se reconoce como remuneración por energía generada considerando a esta igual al 60% de la potencia neta instalada, independientemente de la energía entregada por la unidad de generación.
- Para la Energía Operada, en las horas en que la unidad de generación se encuentra despachada fuera del despacho óptimo por razones operativas no atribuibles a generación forzada por requerimientos de transporte, de control de tensión o de seguridad, se reconocerá como remuneración por energía operada considerando a esta igual al 60% de la potencia neta instalada, independientemente de la energía entregada por la unidad de generación, más la potencia rotante calculada como la diferencia entre la potencia neta instalada disponible y la energía generada.

El precio de la energía tiene en cuenta la reserva adoptada para regulación y, por lo tanto, en la remuneración total horaria de la energía a los generadores ya está incluida una remuneración adicional debido a la reserva rotante con que opera.

CAMMESA, a través de la gerencia de transacciones comerciales, calcula para cada hora la remuneración que corresponde a cada generador por su venta de energía al Mercado Spot. De la integración de estos valores se obtiene la remuneración mensual del generador por venta de energía al MEM.

a. Centrales Térmicas

Para los generadores no habilitados, la remuneración por energía se compone de dos conceptos, Energía Generada y Energía Operada, no remuneran por generación en horas de punta. Para los GHT, la remuneración por energía se compone de tres conceptos: Energía Generada, Energía Operada y Energía Generada en Horas de Punta.

Remuneración Energía Generada:

Para la generación de origen térmico convencional, se reconoce como máximo, por tipo de combustible consumido por la unidad generadora "g", los costos variables no combustibles [CostoOYMxComb] en función de la tecnología y escala. A modo de ejemplo, a continuación, se muestra la tabla sin valores.

TECNOLOGÍA/ESCALA	CostoOYMxComb			
	GAS NATURAL [\$/MWh]	FUELOIL/GASOIL [\$/MWh]	BIO COMBUSTIBLE [\$/MWh]	CARBÓN MINERAL [\$/MWh]
CC grande P >150 MW				
CC chico P ≤ 150 MW				
TV grande P > 100 MW				
TV chica P ≤ 100 MW				
TG grande P > 50 MW				
TG chica P ≤ 50 MW				
Motores de Combustión Interna				

Remuneración Energía Operada:

Los generadores reciben una remuneración mensual por la energía operada, representada por la integración de las potencias horarias en el período, valorizada a una tarifa específica en \$/MWh para cualquier tipo de combustible.

Remuneración Energía Generada en Horas de Punta:

Se reconoce una remuneración equivalente a 2 veces el valor correspondiente al precio vigente por costo variable no combustible [CostoOYMxComb] para el tipo de combustible despachado a ser aplicado en las cinco horas de pico (18:00h a 23:00h) de todos los días de los meses de diciembre, enero, febrero, junio, julio y agosto y a 1 vez el valor correspondiente al precio vigente por costo variable no combustible [CostoOYMxComb] para el tipo de combustible despachado a ser aplicado en las cinco horas de pico (18:00h a 23:00h) de todos los días de los meses de marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre.

Generalmente, un número de centrales térmicas operan de base, en horas de baja demanda, al mínimo técnico, con el fin de afrontar el pico matutino, ya que el tiempo de arranque de las centrales a ciclo combinado puede ser considerable. Esto genera que las centrales tengan un bajo rendimiento y, por lo tanto, un sobre costo de generación. El pago por generación en horas de punta tiende a recuperar los sobre costos que produce la máquina en horas de valle y resto. Por otro lado, motiva a los generadores más costosos y menos eficientes, a ser despachados en horas de punta.

b. Centrales Hidráulicas

La remuneración por energía se compone de tres conceptos: Energía Generada, Energía Operada y Energía Generada en horas de punta.

Remuneración Energía Generada:

Para la generación de origen hidráulico, se reconoce en cada hora el precio por energía generada valorizada a una tarifa específica en \$/MWh.

Remuneración Energía Operada:

Los generadores reciben una remuneración mensual por la energía operada, representada por la integración de las potencias horarias en el período, valorizada a una tarifa específica en \$/MWh.

➤ CASO CENTRALES DE BOMBEO:

En el caso de las centrales hidroeléctricas de bombeo se considera, para su remuneración, tanto la energía eléctrica generada como la consumida para el bombeo, por la energía bombeada y por la energía operada.

Para las centrales de bombeo funcionando como compensador sincrónico se reconoce una tarifa en \$/MVA_r por los MVA_r intercambiados con la red en las horas que sea requerido y otra un poco mayor por la energía operada.

Remuneración en Horas de Punta:

Se reconoce una remuneración equivalente a 2 veces el valor correspondiente al precio vigente por energía generada a ser aplicado en las cinco horas de pico (18:00h a 23:00h) de todos los días de los meses de diciembre, enero, febrero, junio, julio y agosto y a 1 vez el valor correspondiente al precio vigente por energía generada a ser aplicado en las cinco horas de pico (18:00h a 23:00h) de todos los días de los meses de marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre.

c. Centrales Hidráulicas Binacionales

La remuneración de la energía generada por las centrales hidráulicas binacionales se obtiene como la energía generada en el mes por el generador “g” (Yacyretá o Salto Grande) por el Precio de Energía Hidro Binacional (PEHBig) correspondiente.

$$REM\ ENHBig\ (\$/mes) = \sum h.mes (PEHBig * EGHBgm)$$

Siendo:

PEHBig: Es el precio de energía hidro binacional para la central “g” (Yacyretá o Salto Grande).

EGHBgm: Es la energía entregada por la central “g” (Yacyretá o Salto Grande) en el mes “m”.

d. Centrales No Convencionales

La energía generada por centrales de generación que funcionan a partir de fuentes energéticas no convencionales (GHR) se le reconoce por su energía generada un Precio de Energía No Convencional (PENC), valorizada a una tarifa específica en \$/MWh.

La remuneración de la energía generada no convencional mensual se obtiene por la integración horaria en el mes de la energía generada por el generador “g” en cada hora “h” [EGengh] por el Precio de Energía No Convencional (PENC) en esa hora.

$$REM\ ENC\ (\$/mes) = \sum h.mes (PENC * EGengh)$$

La energía inyectada a la red proveniente de generadores no convencionales que se encuentren en proceso previo a la habilitación comercial recibirá, hasta alcanzar la habilitación referida, el 50% de la remuneración anterior.

5.3.9.2 Remuneración de la Potencia Disponible.

Es un pago que compensa la disponibilidad de las unidades generadoras, independientemente de si producen energía o no. El objetivo es garantizar que haya suficiente capacidad instalada para satisfacer la demanda en momentos de máxima carga.

La potencia neta puesta a disposición se calcula descontando de la potencia bruta el consumo por servicios auxiliares. Para el cálculo se deben tener en cuenta las restricciones de transporte, de distribución y/o de operación que limiten la potencia firme máxima generable.

Remuneración de la Potencia Puesta a Disposición (PPAD):

La remuneración a los generadores se basa en su capacidad para mantener las plantas disponibles ante la necesidad del sistema eléctrico. Esto es fundamental en situaciones críticas para asegurar la confiabilidad del suministro eléctrico. La PPAD se define como la máxima potencia firme que un generador puede entregar al MEM en cada hora, considerando las restricciones operativas.

- *Compensación:* La remuneración incluye:
 - Remuneración de potencia a precio base (habilitados o no) o a precio DIGO (habilitados).
 - Servicios de reserva de corto y mediano plazo. Se debe remunerar a los generadores que ofrecen servicio de reserva rotante o fría. En los días hábiles fuera del período de valle, se remunera la reserva acordada, o sea las máquinas de punta aceptadas en el concurso de reserva, más las agregadas en los redespachos, al precio resultante del concurso de la misma. Adicionalmente, toda falla en la entrada de una máquina en reserva o la imposibilidad de alcanzar el valor de potencia acordado en el tiempo prepactado, afectará negativamente sus posibilidades futuras, desplazándola al final de la lista de orden de mérito si se ofrece nuevamente como reserva. Si se repite la falla en el cumplimiento de su compromiso de reserva tres veces en el transcurso de dos meses, se le aplicará una penalización mayor, la misma es que la máquina no podrá presentarse al concurso de reserva fría durante los siguientes seis meses.
 - *Centrales Hidroeléctricas:* Se remunera según la potencia media esperable utilizando datos históricos de caudal. La metodología utilizada es calcular la potencia media esperable de ser operada, sin restricciones, promedio de todas las series hidrológicas en las horas de remuneración de la potencia, y además determinar la potencia máxima que le permite al generador entregar la potencia media mencionada, y de tal forma establecer la potencia sobre la cual existirá el compromiso de disponibilidad.
 - *Centrales Térmicas y Cogeneradores:* La compensación se basa en el máximo requerimiento térmico, asegurando disponibilidad ante picos de demanda.
- *Condiciones:* Para que un generador reciba remuneración por potencia, debe estar disponible durante todo el día y cumplir con la convocatoria cuando se requiera. Las restricciones de transporte o distribución que afecten la potencia máxima generable deben ser consideradas.

Los generadores en su defecto remuneran la potencia disponible a un precio base, salvo los generadores térmicos habilitados, los cuales tienen la posibilidad de comprometerse con la declaración de una potencia a despachar como promedio mensual o trimestral (DIGO).

Precio Disponibilidad Garantizada Ofrecida (DIGO):

La DIGO es un compromiso que asumen los generadores habilitados térmicos para asegurar una disponibilidad de potencia. Este compromiso se basa en condiciones típicas de operación y no

incluye a los generadores con potencia comprometida en contratos de largo plazo. La disponibilidad se compromete considerando las condiciones de temperatura típicas de sitio y con su combustible base de despacho.

- *Períodos de Requerimiento:* Se definen cuatro periodos (Verano, Invierno, Otoño y Primavera) en los que los generadores declaran su disponibilidad DIGO.
- *Control de Disponibilidad:* Los generadores pueden optar entre un control mensual o trimestral de su disponibilidad, con tolerancias específicas para garantizar su cumplimiento. En los casos que seleccione la aplicación de un control trimestral, se realiza mensualmente una verificación provisoria de dicha disponibilidad, la que será publicada en el correspondiente Documento de Transacciones Económicas (DTE), y al cierre del trimestre de evaluación, deben ajustarse los valores mensuales de todo el período, lo que también será informado en el DTE del último mes del trimestre. Si optase por el control de disponibilidad de periodicidad mensual, a fin de mantener condiciones equivalentes ante los casos de control de disponibilidad trimestral, se debe considerar una tolerancia mensual máxima del 7,5 % para la verificación del cumplimiento de la DIGO. El ajuste de la disponibilidad es realizado por el Control de la Operación de CAMMESA.

Factor de Uso/utilización:

Representa la proporción de tiempo en que la central opera, relativa a su capacidad instalada. Es decir, indica cuánto se utiliza realmente la capacidad total de generación disponible en un período específico. Se calcula como la relación entre la energía generada en un período y la energía que se habría generado si la planta hubiera operado continuamente a su máxima capacidad en ese mismo período. La utilización de este factor es clave para evaluar el rendimiento y la eficiencia operativa de una central.

Se calcula como la relación entre la potencia media y la potencia efectiva que puede generar una máquina.

$$Fu = \frac{E}{P_{ef} * T_o} = \frac{P_{med} * T_o}{P_{ef} * T_o} = \frac{P_{med}}{P_{ef}}$$

La potencia media se calcula a partir de la energía, calculada como la integración de la potencia instantánea P(t) durante un tiempo de observación To.

$$E = \int_0^{8760} P(t) * dt \quad P_{med} = \frac{E}{T_o}$$

De forma práctica, el FU se calcula:

$$Fu = \frac{E.mes}{DRP_{prom.mes} * hs.mes}$$

Siendo:

E.mes: Generación total del mes.

DRP_{prom.mes}: Disponibilidad real de potencia promedio en el mes

a. Centrales Térmicas

Los generadores con contrato remunerar la potencia disponible a un precio base, sin posibilidad de declarar DIGO.

i. No Habilitadas (Con Contrato)

La Disponibilidad Real de Potencia (DRP) es la disponibilidad media mensual correspondiente al mes “m” de cada máquina generadora “g” y que se calcula para los generadores no habilitados

tomando los valores horarios registrados en dicho mes. La aplicación en los cálculos para el mes “m” se realiza tomando los valores registrados en ese mes.

Se define al precio base para remunerar la potencia a los valores consignados para cada tecnología y escala (PrecBasePot), en función al mes del año. A modo de ejemplo, se muestra la tabla sin valores.

- Para tecnología TG chica $P \leq 50\text{MW}$

PERÍODO	PrecBasePot [\$/MW.mes]
Verano (Diciembre-Enero-Febrero)	
Invierno (Junio-Julio-Agosto)	
Resto	

La remuneración se obtiene con la Disponibilidad Real de Potencia (DRP) del mes valorizada al precio PrecBasePot [\$/MW.mes].

$$REM\ BASE\ [$/mes] = PrecBasePot * DRP\ [MW]$$

La remuneración total de la disponibilidad de la potencia se calcula para los generadores no habilitados térmicos, como sigue:

- Si $FU < 30\%$ → $REM\ TOTgm\ [$/mes] = REM\ BASE * 0,7$
- Si $30\% < FU < 70\%$ → $REM\ TOTgm\ [$/mes] = REM\ BASE * (FU * 0,75 + 0,475)$
- Si $FU \geq 70\%$ → $REM\ TOTgm\ [$/mes] = REM\ BASE$

ii. Habilitadas (GHT)

La Disponibilidad Real de Potencia (DRP) es la disponibilidad media mensual correspondiente al mes “m” de cada máquina generadora “g” que no se encuentre bajo mantenimientos programados y acordados y que se calcula para los Generadores Habilitados Térmicos (GHT) tomando los valores horarios registrados en dicho mes. La aplicación en los cálculos para el mes “m” se realiza tomando los valores registrados en ese mes.

Las indisponibilidades de potencia a considerar en la determinación de la potencia media disponible serán las que sean de responsabilidad propia de la gestión del agente generador. Estas son las derivadas de cualquier falla propia o por imposibilidad de consumir el combustible asignado en el despacho económico.

Si los agentes no declaran potencia DIGO, la remuneración es a un precio base de GHT, caso contrario, se realiza a precio DIGO.

ii.1. GHT que no declaran DIGO

Se define al precio base para remunerar la potencia a los valores consignados para cada tecnología y escala (PrecBasePot). A modo de ejemplo, se muestra la tabla sin valores.

TECNOLOGÍA/ESCALA	PrecBasePot [\$/MW.mes]
CC grande $P > 150\text{ MW}$	
CC chico $P \leq 150\text{ MW}$	
TV grande $P > 100\text{ MW}$	
TV chica $P \leq 100\text{ MW}$	
TG grande $P > 50\text{ MW}$	
TG chica $P \leq 50\text{ MW}$	
Motores de Combustión Interna	

La remuneración se obtiene con la Disponibilidad Real de Potencia (DRP) del mes valorizada al precio $PrecBasePot$ [\$/MW.mes]. La disponibilidad se determina descontando la potencia indisponible forzada y por mantenimientos programados o acordados.

$$REM\ BASE\ [$/mes] = PrecBasePot * DRP [MW] * kFM$$

Siendo:

kFM: horas del mes fuera mantenimiento acordado/horas del mes.

La remuneración total de la disponibilidad de la potencia se calcula para los generadores habilitados térmicos que NO declaren DIGO, como sigue:

- Si $FU < 30\%$ → $REM\ TOTgm\ [$/mes] = REM\ BASE * 0,7$
- Si $30\% < FU < 70\%$ → $REM\ TOTgm\ [$/mes] = REM\ BASE * (FU * 0,75 + 0,475)$
- Si $FU \geq 70\%$ → $REM\ TOTgm\ [$/mes] = REM\ BASE$

ii.2. GHT que declaran DIGO

Para el conjunto de los generadores habilitados que declaren DIGO, se reconoce un Precio Potencia Garantizada ($PrecPotDIGO$), en función al mes del año. A modo de ejemplo, a continuación, se muestra la tabla sin valores.

PERÍODO	$PrecPotDIGO$ [\$/MW.mes]
Verano (Diciembre-Enero-Febrero)	
Invierno (Junio-Julio-Agosto)	
Resto	

La remuneración de la Disponibilidad de Potencia Garantizada Ofrecida (DIGO), es la remuneración de la potencia disponible de la correspondiente unidad, que se valoriza con el precio $PrecPotDIGO$ [\$/MW.mes] de acuerdo a lo establecido a continuación.

- Si $DRP \geq DIGO$:

$$REM\ DIGO\ [$/mes] = [DRP - DIGO] * kFM * PrecBasePot + DIGO * PrecPotDIGO * kFM$$

Por la porción de la potencia real mayor a la DIGO se remunera de acuerdo al $PrecBasePot$ y por la DIGO se remunera de acuerdo al $PrecPotDIGO$.

- Si $DRP < DIGO$:

$$REM\ DIGO\ [$/mes] = \max \{ REM\ BASE ; DRP * PrecPotDIGO * kFM * (DRP / DIGO) \}$$

Con piso en una $REM\ BASE$, se remunera la DRP de acuerdo al $PrecPotDIGO$, disminuyendo la misma de acuerdo a la proporción entre la DRP y la $DIGO$.

Siendo:

kFM: horas del mes fuera mantenimiento acordado/horas del mes.

La remuneración total de la disponibilidad de la potencia para los generadores que declaren DIGO se configura como la suma de las remuneraciones resultantes de los numerales, según corresponda:

- Si $FU < 30\%$ → $REM\ TOTgm\ [$/mes] = REM\ DIGO * 0,7$
- Si $30\% < FU < 70\%$ → $REM\ TOTgm\ [$/mes] = REM\ DIGO * (FU * 0,75 + 0,475)$
- Si $FU \geq 70\%$ → $REM\ TOTgm\ [$/mes] = REM\ DIGO$

b. Centrales Hidráulicas

La Disponibilidad Real de Potencia (DRP) es la disponibilidad media mensual correspondiente al mes “m” de cada máquina generadora “g” que no se encuentre bajo mantenimientos programados y acordados y que se calculará para los Generadores Habilitados Hidroeléctricos (GHH) en función de la disponibilidad real media mensual determinada en forma independiente del nivel real del embalse o de los aportes y erogaciones. La aplicación en los cálculos para el mes “m” se realiza tomando los valores registrados en el mes.

En el caso de las centrales hidroeléctricas de bombeo, se debe considera, para la evaluación de su disponibilidad, tanto la correspondiente a su operación como turbina en todas las horas del período, como su disponibilidad como bomba en todas las horas del período.

Se define el precio base de la potencia para los generadores habilitados hidráulicos (PrecBasePot), según su potencia instalada y conforme sus características básicas. A modo de ejemplo, se muestran las tablas sin valores.

TECNOLOGÍA/ESCALA	PrecBasePot [\$/MW.mes]
Unidades HI Grandes con Potencia P > 300 MW	
Unidades HI Medias con Potencia P > 120 MW y ≤ 300 MW	
Unidades HI Chicas con Potencia P > 50 MW y ≤ 120 MW	
Unidades HI Renovable con Potencia P ≤ 50 MW	

TECNOLOGÍA/ESCALA	PrecBasePot [\$/MW.mes]
Unidades bombeo HB Grandes con Potencia P > 300 MW	
Unidades bombeo HB Medias con Potencia P > 120 MW y ≤ 300 MW	

La remuneración en se realiza con la Disponibilidad Real de Potencia (DRP) media del mes valorizada al precio PrecBasePot [\$/MW.mes].

$$REM PBASE \text{ [$/mes]} = PrecBasePot * DPR [MW] * kFM$$

Siendo:

kFM: horas del mes fuera mantenimiento acordado dividido las horas del mes.

En el caso de las centrales hidroeléctricas que tengan a su cargo la operación y mantenimiento de estructuras de control en el curso del río, como derivadores o embalses compensadores y que no tengan una central hidroeléctrica asociada, se aplica, para la remuneración de la potencia de la central de cabecera, un coeficiente de mayoración de 1,20.

A los efectos de considerar la incidencia de los mantenimientos programados en la remuneración de los cargos fijos y mantener la señal de optimización de los mismos, se debe aplicar al valor reconocido un factor de 1,05, en base a su incidencia standard típica mínima.

c. Centrales Hidráulicas Binacionales

La Disponibilidad Real de Potencia Hidro Binacional (DRPHBi) es la disponibilidad media mensual correspondiente al mes “m” para los generadores Yacretá y Salto Grande en función de la disponibilidad real media mensual determinada en forma independiente de los aportes y erogaciones.

La aplicación en los cálculos para el mes “m” se realiza tomando los valores registrados en el mes. La disponibilidad se determina descontando la potencia indisponible forzada y por mantenimientos programados o acordados.

Se define al Precio de la Potencia para Centrales Hidroeléctricas Binacionales como PPHBi valorizado en \$/MW.mes.

La remuneración se determina con la Disponibilidad Real de Potencia Hidro Binacional (DRPHBi) media del mes, valorizada al precio PPHBi.

$$REM\ PHBi\ [\$ / mes] = PPHBi\ [\$ / MW - mes] * DRPHBi\ [MW] * kFM$$

Siendo:

kFM: horas del mes fuera mantenimiento acordado dividido las horas del mes.

DRPHBi [MW]: La Disponibilidad Real de Potencia Hidro Binacional (DRPHBi).

PPHBi [\$/MW-mes]: El Precio de la Potencia para Hidroeléctricas Binacionales (PHBi).

La remuneración resultante por PPHBi será la única que recibirán las centrales hidroeléctricas binacionales por el concepto de disponibilidad de potencia.

A los efectos de considerar la incidencia de los mantenimientos programados de estas centrales y mantener la señal de optimización de los mismos, se aplica, al valor establecido, un factor de 1,2.

Adicionalmente se considera para la central de Salto Grande un factor de 1,2 en concepto de su sistema de transmisión.

5.3.9.3 Otras Remuneraciones a Considerar

Se pueden considerar:

- Remuneración de la Capacidad Regulante:

Se refiere a los pagos a aquellos generadores que ayudan a mantener el equilibrio entre oferta y demanda en el sistema, ajustando su producción para estabilizar la frecuencia y el voltaje del sistema eléctrico.

Una máquina térmica o central hidroeléctrica podrá ofertar un tipo de reserva en la medida que esté disponible, cumpla los requisitos técnicos necesarios y las condiciones establecidas por CAMMESA.

Las transacciones de reserva regulante corresponden al compromiso asumido en el despacho de participar en la RPF con una determinada reserva, y no respecto de la reserva real que resulte en la operación real.

En el despacho económico, el OED tiene en cuenta la reserva regulante en cada máquina habilitada y disponible para RPF como una reducción en su capacidad máxima generable. Esta restricción adicional que se fuerza afecta el despacho económico del MEM.

Las transacciones por RPF tienen por objeto que quede reflejado en los ingresos de los generadores la participación de cada uno en la RPF, reduciendo su remuneración por energía en la medida en que aporte por debajo del porcentaje de reserva regulante que tiene como compromiso en cada una de sus máquinas, e incrementándola si aporta por encima.

- Regulación secundaria de frecuencia:

Las transacciones de RSF corresponden al aporte de reserva entregado cada hora. En consecuencia, se realizan con el despacho de generación vigente, y los datos de generación y reserva real.

Para cada hora "h", el OED debe calcular la reserva restante real disponible en la central o grupo de centrales asignadas a la RSF por el despacho de regulación secundaria vigente. La reserva de energía secundaria total a remunerar está dada por la correspondiente a la reserva rotante para regulación secundaria (RRS) despachada salvo que la reserva restante real disponible sea menor, en cuyo caso está dado por la reserva restante real disponible para RSF.

La reserva secundaria a remunerar en una central que participa en la RSF se calcula de acuerdo a su modo de participación.

- Si del despacho resulta una única central asignada a la RSF, su reserva secundaria a remunerar es igual a la reserva secundaria total a remunerar.
- Si un grupo de centrales hidroeléctricas resulta asignado al control conjunto de RSF, la reserva secundaria a remunerar en cada una de ellas se calcula repartiendo la reserva secundaria total a remunerar proporcionalmente a la reserva restante real disponible para RSF en la central dentro de la reserva restante real disponible para RSF total del grupo de centrales.
- A las centrales que no se les asigna el servicio de RSF, su reserva secundaria a remunerar es cero.

○ *Operación en horas de pico:*

Es la reserva de generación en condiciones de operar durante los picos del sistema, para cubrir la demanda máxima del mismo.

El nivel de reserva requerido para cada mes se determinará conforme lo establezca expresamente la secretaria de energía, donde la generación hidráulica podrá ofertar hasta su potencia máxima mensual neta en condiciones de mantener durante el horario de punta de un día con el 95% de probabilidad de excedencia. La generación térmica y cogeneración podrá ofertar su potencia efectiva neta. Las máquinas o centrales con potencia comprometida en contratos de exportación no podrán ofertar reserva de confiabilidad por la potencia comprometida en exportación.

Junto con la programación de invierno y con la base de datos estacional los generadores hidroeléctricos y térmicos, así como los cogeneradores, podrán ofertar para cada mes del año la potencia y el precio al cual están dispuestos a brindar este servicio.

El compromiso asociado es mantener el equipamiento de generación disponible durante las horas que se remunera potencia y estar en condiciones de entregar la potencia ofertada en un plazo no mayor que el tiempo de arranque y parada de la base de datos del sistema y poder mantenerlo, para las centrales hidráulicas durante cinco horas y para las térmicas durante las horas de requerimiento de potencia.

○ *Transacciones de potencia reactiva:*

La potencia reactiva es necesaria para mantener la estabilidad del sistema. Los generadores que prestan este servicio reciben una compensación adicional por mantener el nivel adecuado de potencia reactiva.

Los generadores que por cualquier motivo no pongan a disposición la potencia reactiva solicitada de acuerdo a lo establecido en los compromisos de suministro, que estarán dentro de las posibilidades de la máquina según su curva de capacidad P/Q declarada, deberán abonar una penalización. Si dicho incumplimiento fue informado en la programación estacional (limitación prolongada) la penalización se pagará como un cargo fijo mensual. Si el incumplimiento fue informado en la programación semanal o diaria (limitación transitoria) se aplicará una penalización por hora. De haberse reemplazado con suministro adicional de reactivo de otra empresa, a la misma le será abonado el cargo o penalización correspondiente.

Las transacciones de potencia reactiva asumen las siguientes modalidades posibles:

- Cuando un distribuidor o gran usuario suministre el reactivo faltante de otro agente se hará acreedor a los montos de los cargos y penalizaciones aplicados en la proporción suministrada.
- Los cargos y penalizaciones que abonarán los generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios cuando no se conecta un equipamiento sustituto se acreditarán a la cuenta de apartamentos.

- CAMMESA calculará junto con la programación estacional los cargos fijos mensuales por reactivo que se deberán pagar, en base al equipamiento de compensación de reactivo que declaren los generadores, transportistas y al reactivo de las demandas que declaren los distribuidores y grandes usuarios.
- Al término de cada período de facturación se computarán las penalizaciones por incumplimiento de los compromisos asumidos considerándose las horas para las que se declaró la indisponibilidad o el período completo si se detectó incumplimiento sin haberlo declarado la empresa.
- La facturación de las sanciones será realizada como débitos mensuales a los agentes sancionados, y créditos mensuales a los agentes que se hagan acreedores de éstas.

○ Arranque y paradas:

Los arranques solicitados de centrales térmicas serán remunerados cuando su parada anterior también haya sido ordenada por el OED. La finalidad de remunerar los arranques y paradas es hacer frente al desgaste adicional que se genera en al entrar o salir la máquina.

Para la consideración de las horas de arranque en frío de generadores, los mismos declaran las horas necesarias para realizarlo y a esa declaración, se le adiciona un porcentaje de tiempo que se considera de estabilización, que es el 50% de la declaración de horas de arranque en frío.

Para centrales con motores o TGs chicas, que no declaran horas de arranque, se considera una sola hora de arranque.

La remuneración por horas de arranque es adicional a la potencia disponible y es directamente proporcional a la misma. El precio difiere en función a la tecnología de generación.

Por cada parada no programada, se penaliza al generador, no considerando la remuneración de horas de arranque y además considerando la potencia disponible igual a cero en las mismas, hasta demostrar la disponibilidad.

5.4 Mediciones de la Temperatura

La temperatura ambiente es un factor crítico que influye en el rendimiento de los generadores de potencia del sistema eléctrico nacional. Su variación afecta directamente la eficiencia y capacidad operativa de los generadores, especialmente en ciclos de generación térmica. Por esta razón, a fines del año 1999, CAMMESA instaló 20 medidores de temperatura en diversas estaciones transformadoras del SADI. Posteriormente se agregaron 3 más, totalizando 23. De ellos, 13 están instalados en TRANSENER, 3 en TRANSBA y el resto se reparten en instalaciones de distintos agentes del MEM.

Los medidores generan una señal de -1 a 1 mA (o 4 a 20 mA) para un rango de temperaturas de -50 a +50°C. Van instalados dentro de una caseta con ventilaciones, montada sobre una base metálica de 1,50 m de altura, lejos de edificaciones, según las viejas normas del servicio meteorológico.

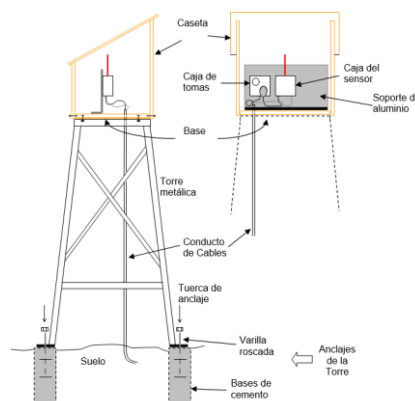


Imagen 5.4_1: Instalación medidores de temperatura CAMMESA.

Antes de iniciar los trabajos, Transener y CAMMESA suscribieron un acta acuerdo para establecer responsabilidades y formalizar las condiciones de la instalación. El siguiente cuadro resume las responsabilidades asumidas por cada parte.

INFORMACIÓN	TRANSENER	CAMMESA
Medidor de Temperatura	Asigna espacio físico	Provee e instala el medidor
Alimentación Eléctrica	Provee energía eléctrica en un tablero de la estación	Instala una llave termomagnética si no se cuenta y cablea hasta el medidor
Señal	Provee entrada analógica de RTU Transmite la medición a CAMMESA por el SOTR	Cablea la señal desde el medidor hasta el gabinete de la RTU

Desde su puesta en marcha, el mantenimiento de estos equipos representó un problema para CAMMESA, por no contar con la infraestructura adecuada para afrontarlo. Por tal motivo, se decidió derivar tales mantenimientos al Sistema de Mantenimiento Tecnológico de la empresa (MANTEC). Esto aseguró la revisión de 9 de las 23 estaciones, debido a los altos costos de mantenimiento, reposición y reparación. Afortunadamente, la electrónica de los medidores ha mostrado ser muy confiable, con escasas fallas.

La siguiente tabla muestra las ubicaciones de los 23 puntos de medición instalados por CAMMESA. Se resaltan en amarillo los medidores principales. El resto son medidores de respaldo

UBICACIÓN	EMPRESA	COORDENADAS GEOGRÁFICAS
GBA	Abasto ⁽¹⁾	TRANSENER 34°58'5.40"S - 58°9'46.42"O
	Costanera ⁽²⁾	COSTANERA 34°37'28.48"S - 58°20'29.83"O
	Rodríguez	TRANSENER 34°31'44.01"S - 58°55'55.86"O
BUENOS AIRES	Mar del Plata	TRANSBA 37°59'47.30"S - 57°37'7.31"O
	Bahía Blanca	TRANSENER 38°39'20.56"S - 62°3'16.28"O
COMAHUE	Villa Gesell	TRANSBA 37°14'53.13"S - 68°59'51.16"O
	Cerrito de la Costa ⁽³⁾	TRANSENER 38°43'8.14"S - 68°15'27.45"O
CUYO	Mendoza	TRANSENER 33°5'49.79"S - 68°34'56.50"O
	San Juan	DISTROCUYO 31°33'7.53"S - 68°34'15.64"O
CENTRO	Malvinas ⁽⁴⁾	TRANSENER 31°20'29.77"S - 63°54'46.06"O
	Almafuerte (Córdoba)	TRANSENER 32°12'23.19"S - 64°19'7.91"O
LITORAL	Luján (San Luis)	TRANSENER 32°22'8.32"S - 66°3'56.59"O
	Rosario Oeste ⁽⁵⁾	TRANSENER 32°58'8.08"S - 60°46'36.65"O
	Santo Tomé	TRANSENER 31°39'32.04"S - 60°51'42.10"O
NEA	Colonia Elía ⁽⁶⁾	Salto Grande 32°36'4.29"S - 58°17'35.96"O
	San Nicolás	TRANSBA 33°20'54.92"S - 60°12'48.96"O
	Rincón ⁽⁷⁾	TRANSENER 27°29'17.01"S - 56°41'49.23"O
NOA	Resistencia	TRANSENER 27°17'59.43"S - 59°6'33.30"O
	Formosa	TRANSNEA 26°10'29.04"S - 58°12'33.01"O
PATAGONIA	Bracho ⁽⁸⁾	TRANSENER 26°59'38.52"S - 65°9'56.19"O
	Guemes (Salta)	CT GUEMES 24°41'19.77"S - 65°2'36.30"O
	Trelew	TRANSPA 43°15'17.78"S - 65°20'37.03"O
	Cornodoro Rivadavia	TRANSPA 45°48'50.95"S - 67°26'40.01"O

- (1) Sobre ruta 2. Desde CABA 6,5 km antes de la RP 13 hacia Abasto y La Plata.
- (2) Central Costanera, en la Costanera Sur de CABA.
- (3) Desde la ciudad de Neuquén por RP51, 32 km hacia el Norte, más 12 km hacia el SO por camino de ripio.
- (4) Malvinas es el nombre de la estación transformadora donde se encuentra. 3 km al este de Monte Cristo. Localidad situada a 20 km al este de Córdoba capital.
- (5) 3,5 km al norte de Pérez. Localidad a 10 km de Rosario. En el mismo predio están las oficinas de CAMMESA.
- (6) 14 km al sur de Concepción del Uruguay, Entre Ríos.
- (7) En Corrientes, frente a la represa Yacaré.
- (8) Ruta 9, 18 km al sur de la ciudad de Tucumán.



Imagen 5.4_2: Ubicación medidores de temperatura CAMMESA.

Esta distribución lleva a pensar que es crucial elaborar un proyecto en el cual se logre aumentar la cantidad de mediciones de temperatura en el sistema eléctrico nacional debido a la necesidad de precisión en la evaluación del rendimiento de los generadores eléctricos y otros procesos, como puede ser el ajuste por temperatura de la potencia disponible declarada o en la programación de despacho. Actualmente, CAMMESA utiliza datos de 9 medidores de temperatura, uno para cada región eléctrica.

Cada región eléctrica cubre áreas geográficas amplias y heterogéneas, en las que las variaciones de temperatura pueden ser significativas. Generadores ubicados en zonas alejadas del medidor principal pueden estar sujetos a temperaturas notablemente distintas a las registradas, lo cual introduce un margen de error que puede distorsionar el análisis de su desempeño. Estas variaciones son especialmente críticas en períodos de temperaturas extremas.

5.4.1 Mediciones Servicio Meteorológico Nacional

El Servicio Meteorológico Nacional (SMN) proporciona datos de temperatura a través de una red de estaciones distribuidas en todo el país. Cuenta con aproximadamente 125 estaciones meteorológicas automáticas, aunque el número puede variar con nuevas implementaciones o actualizaciones. La precisión y continuidad de estas mediciones pueden resultar esenciales para estimar de forma confiable el impacto de las condiciones ambientales en la demanda y la generación.

Metodología de Medición:

- **Instrumentación y Equipos Utilizados:** El SMN utiliza principalmente termómetros de resistencia de platino (PT100) y sensores digitales calibrados y homologados internacionalmente. Estos instrumentos miden la temperatura del aire de forma continua, y se encuentran en garitas meteorológicas estándar de la Organización Meteorológica Mundial (OMM), que las protege de la radiación solar y permite una adecuada ventilación.
- **Altura y Posición Estándar de los Sensores:** Los sensores de temperatura se colocan a una altura de 1,5 metros sobre el nivel del suelo para reflejar de forma precisa las condiciones del aire ambiente. La mayoría de las estaciones automáticas registran la temperatura cada minuto, proporcionando valores promedio horarios, diarios y extremos (máximas y mínimas) para estudios más detallados. La ubicación debe ser en un terreno plano, sin obstrucciones cercanas.
- **Ubicación Estratégica:** Los sitios se eligen para reflejar condiciones regionales y evitar interferencias urbanas que podrían distorsionar los datos. En zonas urbanas, se procura alejarse de edificios, pavimento o fuentes de calor para reducir el efecto de isla de calor urbano.
- **Control de Calidad de los Datos:** El SMN aplica un sistema de control de calidad automatizado que filtra valores anómalos y realiza comparaciones entre estaciones cercanas. Esto asegura que los datos estén dentro de los rangos normales esperados, lo que ayuda a identificar fallas técnicas o condiciones extremas que requieran validación.

Confiabilidad de mediciones:

La confiabilidad de los datos de temperatura proporcionados por el servicio meteorológico es muy alta, debido a la calibración adecuada de los equipos, las metodologías estandarizadas, y los procedimientos de control de calidad. Sin embargo, como en cualquier proceso de medición, siempre hay un pequeño margen de error, pero este es monitoreado y corregido para garantizar que los datos sean lo más precisos y útiles posible.

Ubicación de los Puntos de Medición en Argentina:

- **Distribución Geográfica de Estaciones:** Actualmente, el SMN opera alrededor de 125 estaciones meteorológicas automáticas y más de 60 estaciones manuales en toda Argentina. La red está diseñada para ofrecer una cobertura nacional y atender a diversas necesidades climáticas, desde zonas áridas hasta áreas de alta humedad, y desde altitudes bajas hasta regiones montañosas.
 - **Región Norte:** Provincias como Jujuy, Salta y Tucumán cuentan con estaciones en áreas como San Salvador de Jujuy y Salta Capital. Estos puntos monitorean climas cálidos y secos en zonas elevadas.
 - **Centro y Litoral:** En la provincia de Buenos Aires, existen estaciones en localidades como Ezeiza, La Plata y Mar del Plata, registrando condiciones típicas de clima templado. Además, en el litoral, en provincias como Misiones y Corrientes, las estaciones monitorean climas subtropicales, con alta humedad y temperaturas elevadas.

- Cuyo: San Juan y Mendoza cuentan con estaciones en localidades como el Gran Mendoza y zonas elevadas de la Cordillera de los Andes. Estas estaciones son cruciales para evaluar el impacto de las condiciones montañosas y áridas en la región.
- Patagonia: Las provincias patagónicas, como Neuquén, Río Negro, Chubut y Tierra del Fuego, poseen estaciones en áreas clave como Bariloche y Ushuaia, registrando condiciones frías y ventosas típicas de la región.
- Estaciones de Referencia Climatológica: Algunas estaciones, como la del Observatorio Central Buenos Aires (OCBA) y la estación en Córdoba Aeropuerto, están designadas como estaciones de referencia y se utilizan para estudios de largo plazo, ya que cuentan con datos históricos que se remontan a principios del siglo XX.
- Actualización y Modernización: Desde 2015, el SMN ha implementado estaciones automáticas que permiten una toma de datos continua y sin intervención manual.

A partir del Decreto N° 1432 del 10 de octubre de 2007, el SMN pasó a ser un organismo descentralizado, dependiente del ministerio de defensa, con autarquía económico-financiera, personalidad jurídica propia y capacidad de actuar en el ámbito del derecho público y privado. Para cumplir con su misión mantiene un plan de labor 7x24, los 365 días del año. Cuenta con 10 oficinas de pronóstico aeronáutico, 7 observatorios meteorológicos y geofísicos, 1 estación de vigilancia atmosférica global y una red de estaciones de observación integrada por 125 estaciones sinópticas de superficie y 8 estaciones de altura, distribuidas geográficamente en todo el territorio nacional, incluyendo Antártida, como se muestra a continuación.

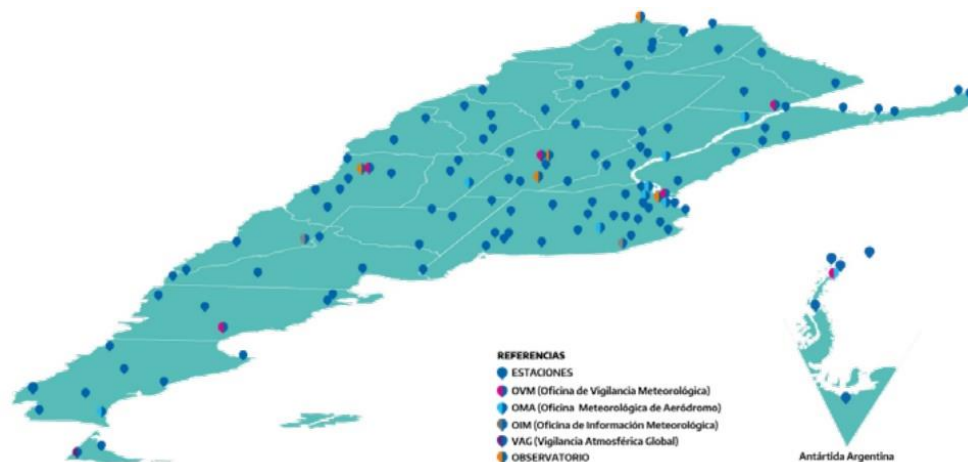


Imagen 5.4.1_1: Puntos de medición del SMN.

La incorporación de datos de temperatura del Servicio Meteorológico Nacional (SMN), que dispone de una red más densa y distribuida de estaciones meteorológicas, permitiría una medición más representativa y precisade las condiciones climáticas. Al contar con datos locales y actualizados, el sistema eléctrico podría ajustar sus cálculos de rendimiento y consumo en tiempo real, optimizando el despacho y mejorando la precisión en la remuneración a los generadores. También ayudaría a reducir el margen de error en las estimaciones de rendimiento de los generadores al considerar las particularidades de cada sitio, asegurando una evaluación más exacta y un soporte confiable para la planificación operativa del sistema eléctrico.

6 Herramientas Utilizadas en el Proyecto

En la elaboración del proyecto, se utilizaron las siguientes herramientas computacionales:

- **QlikView:** Es una herramienta que permite analizar grandes cantidades de datos de manera rápida y eficiente. Es ampliamente utilizada por el Control de la Operación, ya que en cada ventana del programa se puede visualizar una gran cantidad de información. Se utilizó como herramienta gráfica para poder observar y analizar las curvas de generación.
- **Microsoft 365:** es una plataforma de productividad que permite el acceso a un paquete de aplicaciones profesionales muy conocidas, como Microsoft Word y Excel.
 - o **Microsoft Word:** Es un software informático de procesamiento de textos que permite crear, editar, guardar, formatear, imprimir y compartir documentos de texto en formato digital, con la posibilidad de incluir imágenes y otros elementos visuales.
 - o **Microsoft Excel:** Es un programa de hojas de cálculo desarrollado por Microsoft, utilizado para organizar, manipular y consultar información.
 - o **Microsoft Access:** Es un sistema de gestión de bases de datos incluido en las ediciones profesionales de la suite Microsoft Office. Access es un gestor de datos que utiliza los conceptos de bases de datos relacionales y pueden manejarse por medio de consultas e informes. Está adaptado para recopilar datos de otras utilidades como Excel, SharePoint, etc.
- **SharePoint:** Herramienta utilizada para mejorar la colaboración, la gestión de documentos y la automatización de procesos dentro de las organizaciones, integrándose estrechamente con otras herramientas de Microsoft y proporcionando una plataforma robusta para el trabajo en equipo y la gestión de contenido.
- **Power BI:** Es una colección de servicios de software, aplicaciones y conectores que funcionan conjuntamente para convertir orígenes de datos sin relación entre sí en información coherente, interactiva y atractiva visualmente. Permite conectarse con facilidad a los orígenes de datos, trabajarlos y realizar visualizaciones.
- **Python:** Es un lenguaje de programación informático utilizado para automatizar tareas y realizar análisis de datos. Constituye un lenguaje de propósito general, lo que significa que se puede utilizar para crear una variedad de programas diferentes y no está especializado en ningún problema específico.
- **Google Colaboratory:** Comúnmente conocido como Google Colab, es una herramienta de investigación desarrollada por Google que permite escribir y ejecutar código en un entorno virtual basado en la nube sin necesidad de configuración previa.
- **Oracle:** Es un programa de gestión de Bases de datos del tipo objeto-relacional. Cuenta con una sintaxis y una legibilidad sencilla e intuitiva a la hora de tratar y gestionar bases de datos y es el programa utilizado en CAMMESA para modificar y cargar los registros en la base. Se utilizó como herramienta para extraer datos reales de los agentes.
- **IBM Notes:** Es un software de gestión documental que integra diferentes tecnologías propias de la informática el cual facilita la colaboración y comunicación entre áreas. Garantiza seguridad, accesibilidad y capacidad de almacenamiento. Fue utilizada en el desarrollo en el proyecto como herramienta para extraer información teórica y conceptual.
- **PI – DATALINK:** Datalink es una herramienta de OSIsoft que permite integrar datos de su sistema de almacenamiento, PI System, directamente en hojas de cálculo de Excel. Con Datalink, se pueden consultar, analizar y visualizar datos de tiempo real y series históricas almacenadas en PI de forma sencilla dentro de Excel.

7 Procedimiento Actual de Ajuste de Potencia Disponible

El ajuste de la potencia disponible para los generadores térmicos se originó a raíz de que, en los controles mensuales realizados antes de la publicación del Documento de Transacciones Económicas provisorio, se detectaron diferencias significativas entre la potencia declarada como máxima a despachar y la realmente operada. Lo alcanzado como potencia máxima no se equiparaba con lo declarado. Al observar que tales discrepancias eran recurrentes y significativas en muchos generadores, se consideró necesario realizar ajustes. Adicionalmente, surgió la necesidad de considerar los efectos de las condiciones climáticas. El procedimiento de ajuste actual se realiza en función a la operación real (limitaciones propias de la central) y considerando los efectos de la temperatura de forma mensual a través de la potencia efectiva estacional bruta ajustada por la temperatura media histórica.

Para comprender el procedimiento, es fundamental conocer los siguientes parámetros utilizados:

- **PEE:** Potencia efectiva estacional (potencia habilitada de la central). Esta potencia es la determinada luego de realizados los ensayos de habilitación, esta definida para condiciones estándares de presión y temperatura (15°C y 1 atm) y se obtiene una para cada combustible disponible a utilizar por la central. Posteriormente, pueden modificarse con la realización de nuevos ensayos.

En Argentina, las condiciones estándar de presión y temperatura para habilitar y evaluar el rendimiento de un generador eléctrico se basan en parámetros internacionales, como las condiciones ISO (Organización Internacional de Normalización). Estas condiciones son:

- Presión atmosférica estándar: 101,325 kPa (1 atm).
 - Temperatura ambiente estándar: 15°C (288,15 K).
 - Humedad relativa estándar: 60%.
- **PEEBATMH:** Potencia efectiva estacional bruta ajustada por la temperatura media histórica (tiene en cuenta los servicios auxiliares, las condiciones de sitio donde se encuentra la central y el combustible disponible). Este valor es el valor de PEE ajustado por la temperatura media histórica del mes en el sitio donde se ubica la central. Por lo tanto, es un valor único para todo el mes y varía de uno a otro en función de la variación de la temperatura media histórica. Si la máquina se encuentra F/S y cambia el mes de operación, se ajustará automáticamente. No tiene en cuenta la operación real ni las indisponibilidades. Se muestra a continuación un ejemplo de cómo se realiza el ajuste de la PEE para los doce meses del año, considerando una potencia efectiva estacional de 50 MW y una variación de potencia del 0,5% por cada °C. Se aprecia:
 - Condiciones ISO: 50 MW a 15°C y 1 atm (potencia habilitada).
 - Cuando la temperatura media histórica es mayor a 15°, el valor de potencia es menor a 50 MW.
 - Cuando la temperatura media histórica es menor a 15°, el valor de potencia es mayor a 50 MW.

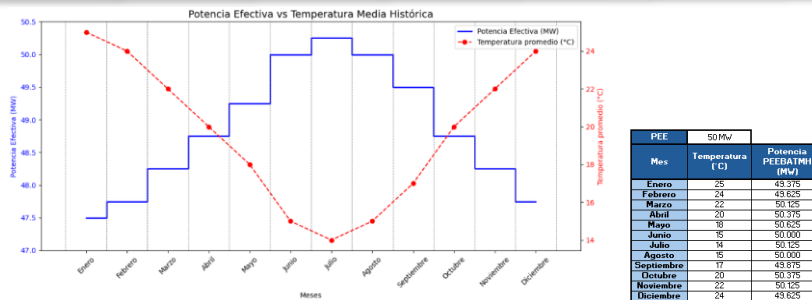


Imagen 7_1: Ejemplo valores de PEEBATHM para un año.

El método de cálculo de la PEEBATHM plantea:

- Utilizar valores históricos de temperatura para estimar la temperatura media mensual. El valor de referencia, denominada potencia efectiva estacional, se ajusta en función de las condiciones típicas de temperatura en el sitio, en base a valores estadísticos mensuales y diarios regionales y de las variaciones lineales de potencia por tecnología en función del apartamiento en °C respecto a valores ISO (15°C y 1 atm). Los valores de temperatura media mensual de los 12 meses del año se definen en Enero. Para cada mes, a partir de las temperaturas máximas y mínimas registradas los años anteriores, se calcula la temperatura media mensual como:

$$Temp\ Media\ Mensual\ hist = \frac{Temp.\ max.\ hist.\ mes + Tem.\ min.\ hist.\ mes}{2}$$

- Los valores de temperatura para el cálculo se obtienen de 9 puntos de medición distribuidos en el país. Estos puntos de medición son propios del Sistema Eléctrico Argentino (mediciones CAMMESA).

	UBICACIÓN	EMPRESA	COORDENADAS GEOGRÁFICAS
GBA	Costanera	COSTANERA	34°37'28.48"S - 58°20'29.83"O
BUENOS AIRES	Bahía Blanca	TRANSENER	38°39'20.56"S - 62° 3'16.28"O
COMAHUE	Cerrito de la Costa	TRANSENER	38°43'8.14"S - 68°15'27.45"O
CUYO	Mendoza	TRANSENER	33° 5'46.79"S - 68°34'56.50"O
CENTRO	Almafuerte (Córdoba)	TRANSENER	32°12'23.19"S - 64°19'7.91"O
LITORAL	Rosario Oeste	TRANSENER	32°58'8.08"S - 60°46'36.65"O
NEA	Resistencia	TRANSENER	27°17'59.43"S - 59° 6'33.30"O
NOA	Bracho	TRANSENER	26°59'38.52"S - 65° 9'56.19"O
PATAGONIA	Comodoro Rivadavia	TRANSPA	45°48'50.95"S - 67°26'40.01"O

- El porcentaje de variación por cada °C de la potencia efectiva estacional se define en función a la tecnología.

REDUCCIÓN DE LA POTENCIA POR CADA °C	
TECNOLOGÍA	% VARIACIÓN POR °C
CC	0,5%
TG	0,7%
TV	0,0%
MOTORES	0,5%

Lo que se recalca en este cuadro es que, el porcentaje de variación de la potencia con la temperatura, varía de forma lineal y depende de la tecnología aplicada. Por ejemplo, para una TG, de los 15°C de temperatura hacia arriba, por cada grado de aumento, la central disminuye 0,7% de su potencia máxima disponible. Para 30°C es aproximadamente un 10,5% de variación de la potencia que, para una TG de 50 MW, corresponde aproximadamente 5,25 MW.

La variación lineal utilizada se consideró luego de analizar el informe realizado por AGEERA (informe AGEERA).

- Se define la **PEEBATHM** como sigue:
 $Diferencia\ ^\circ C = \max(Temp.\ med.\ men.\ h - 15^\circ C; 0)$
 $\% Total\ Ajuste\ x\ Tecnología = Diferencia\ ^\circ C * \% Ajuste$
 $PEEBATHM = PEE * (1 - \% Total\ Ajuste\ x\ Tecnología)$

Inconveniente:

“El método utiliza valores históricos de temperatura para obtener un único valor medio mensual. No se consideran los valores horarios reales de temperatura en el sitio de la central.”

El método completo se describe en el Anexo A3.

- **PEENATMH:** Potencia efectiva estacional neta ajustada por la temperatura media histórica. Es la neta, por lo tanto, no tiene en cuenta los servicios auxiliares. Los consumos auxiliares en una central eléctrica son la energía eléctrica utilizada internamente por los sistemas y equipos necesarios para garantizar el correcto funcionamiento de la planta. Estos consumos no se destinan al suministro externo, sino que son esenciales para el funcionamiento de la central. Pueden ser los sistemas de ventilación y extracción de gases, equipos de control y monitoreo, iluminación, transformadores y pérdidas internas. Para centrales térmicas convencionales puede resultar entre el 5% y el 10% de la energía generada. En CC suele ser menor. La fórmula del cálculo es:

$$PEENATMH = PEEBATMH * \left(1 - \frac{Cons Auxiliares}{100}\right)$$

- **PBDA:** Potencia bruta declarada SOTR por el agente. Es la capacidad máxima de generación que el generador eléctrico puede ofrecer al sistema en una hora específica, considerando las condiciones operativas y climáticas reales en ese momento. Es un valor que refleja la disponibilidad efectiva del generador y está sujeto a factores técnicos, operativos y climáticos. Depende de las características técnicas del generador y las condiciones ambientales (como temperatura, presión atmosférica y humedad). PBDA para la hora “h” toma el último valor declarado en la hora “h-1”. Por lo tanto, cada declaración durante el transcurso de una hora del día se ve reflejado a la hora siguiente. La declaración debe ajustarse a las variaciones operativas que puedan presentarse hora a hora, como los mantenimientos, indisponibilidades parciales o totales y cambios en las condiciones ambientales. Es importante que la declaración sea precisa, ya que el COC utiliza la potencia disponible declarada para determinar el despacho económico, garantizar la cobertura de la demanda en tiempo real y evaluar la confiabilidad del sistema frente a contingencias. Para citar un ejemplo, si un generador sale de servicio y queda indisponible por mantenimiento entre la hora 7 y 8, carga la novedad de indisponibilidad 07:30h (Pdis=0), el proceso toma para la hora 8, un valor de PBDA igual a cero.
- **PBDCOC:** Potencia bruta declarada SOTR por el COC. De la misma forma que los generadores pueden declarar la potencia disponible horaria, el operador en tiempo real de CAMMESA, puede ingresar novedades al sistema. Tienen el mismo efecto y aplicación que la PBDA. Tal es así, que el valor de potencia disponible declarada que toma el sistema entre la PBDA y la PBDCOC, es la última registrada en la hora y se considera para ajustar la potencia declarada de la siguiente hora (PBD). Se pisan entre sí. Sirve para corregir valores de novedades enviadas por las centrales o modificar el valor de la potencia disponible a criterio del operador del sistema.
- **PBDCCO:** Potencia bruta declarada por el Control de la Operación. De la misma forma que los generadores pueden declarar la potencia disponible horaria, el encargado del control de la operación, puede ingresar novedades al sistema el día que realiza el control de lo operado. Tienen el mismo efecto y aplicación que la PBDA y la PBDCOC. Tal es así, que el valor de potencia disponible declarada que toma el sistema entre la PBDA, PBDCOC y

la PBDCO es la última registrada en la hora y se considera para ajustar la potencia declarada de la siguiente hora (PBD). Se pisan entre sí. Sirve para corregir valores de novedades enviadas por las centrales o modificar el valor de la potencia disponible a criterios del control de la operación, observando la operación real de la central.

- **PBD:** Es la potencia bruta declarada. Hace referencia a la última declaración de la hora entre la PBDA, la PBDCOC y PBDPOSOP.
- **PND:** Es la potencia neta declarada. Sería la PBD, sin considera los servicios auxiliares.
- **PDRh:** Es la potencia disponible real a considerar en la hora. Posteriormente, el valor de la PDRh para cada hora se emplea para determinar el promedio mensual, el cual se considera en las transacciones económicas.
- **PDACO:** Potencia disponible ajustada por el Control de la Operación en función de la operación real. La misma es una potencia ingresada por el personal encargado del control diario, con posibilidad de ser ajustada de forma horaria y tiene en cuenta la operación real de la central. No se pisa con las novedades de las centrales y de la operación (PBDSOTR y PBDCOC), sino que es un valor diferente. Se ajusta en función a lo despachado a plena carga, tomando como base el valor generado SMEC, considerando el aporte de RPF habilitado si corresponde. Este parámetro es fácil determinarlo cuando la central opera a plena carga, pero no es así cuando la central baja carga o sale de servicio. En estas situaciones, la PDACO permanece constante, igual al valor de potencia operada SMEC de las últimas horas en operación a plena carga (sumando el aporte de RPF habilitado si corresponde). En caso de que la central opere con valores SMEC que superen al valor de la PEENATMH, el valor PDACO se libera (igual) al valor de la PEENATMH y se mantiene constante. Esto es así hasta que se verifique una operación a plena carga con valores SMEC por debajo de la PEENATMH y sea necesario cargar nuevamente ajustes horarios.
 - **EMAXSMEC:** Es el valor máximo de energía SMEC registrado en la operación real, durante las horas en que la central se encuentra a plena carga con RPF o sin RPF.

La remuneración de la potencia disponible se realiza con el promedio mensual de la potencia disponible real en cada hora del mes. Por lo tanto, la potencia disponible real horaria debería representar la potencia máxima que puede despachar el generador en la hora, considerando las características técnicas del generador, los estados operativos, las condiciones ambientales y el combustible utilizado o disponible. La falta de precisión o coherencia en las declaraciones de potencia disponible horaria, condujeron a la necesidad de realizar ajustes horarios, que en la actualidad se rigen con la siguiente fórmula.

$$PDR_h = \min(PEENATMH; PND_h; PDACO_h)$$
$$PDR_{mensual.m} = Prom (PDR_{h.m})$$

El valor de potencia disponible real horaria, no puede superar el valor de la potencia efectiva estacional neta ajustada por la temperatura media histórica (PEENATMH). Este es el tope máximo al cual se debe ajustar de forma horaria. Es el único valor de los tres que no se modifica de forma mensual, sino que se mantiene constante. Los otros dos pueden variar en la hora.

(a) Ajuste Mensual

A raíz de las discrepancias significativas observadas en los controles mensuales, entre la potencia bruta declarada como disponible PBD y la generación real despachada por las centrales (EMAXSMEC), el Control de la Operación, encargado de llevar a cabo el control de la potencia

disponible de las centrales, determinó la necesidad de crear un valor adicional que permita ajustar la potencia disponible de manera más acorde con lo operado. Este valor es el anteriormente explicado como PDACO. La misma no sustituye ni modifica la PBD, lo que garantiza que los datos operados y declarados permanezcan inalterados como respaldo y herramienta de visualización de la operación real del sistema.

A continuación, se muestra el ejemplo de una TG de Buenos Aires de 24 MW (TGBS1) para el mes de Octubre del 2024. El pico operado a carga plena en el mes, medido por SMEC, fue de 19,5 MW. Como contrapartida, la central declaró 23 MW de potencia disponible para todas las horas. La PEENATMH de la central con un mismo combustible disponible en todo el período, es 24,97 MW.

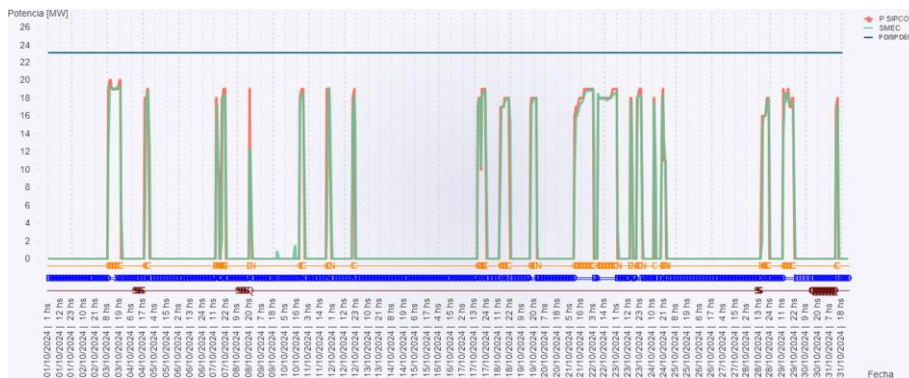


Imagen 7_2: Ejemplo diferencia entre potencia declarada y la operada real en una TG.

Se detalla:

- **Curva en azul:** Potencia disponible declarada de forma horaria (PND).
- **Curva roja:** Potencia SIPCO. Es la potencia utilizada por el COC para realizar el despacho horario. Es la potencia instantánea al final de cada hora.
- **Curva verde:** Medición comercial SMEC, proporcional de la hora. Tomado de los medidores instalados en las fronteras de las centrales.

En la siguiente imagen, se detallan las horas en que la central operó a plena carga. Se observa como la PND es mucho mayor a la SMEC para tales horas. Las diferencias son significativas. Con el fin de adaptar la disponibilidad, se utiliza la PDACO. La misma se ajusta, observando lo operado como máximo SMEC. Como se muestra a continuación.

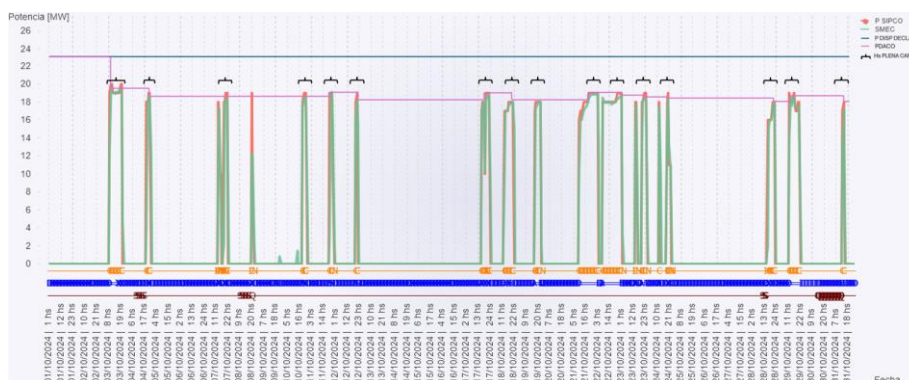


Imagen 7_3: Ajuste actual de la PDRh en una TG.

Se detalla:

- **Curva en azul:** Potencia disponible declarada de forma horaria (PND).
- **Curva roja:** Potencia SIPCO. Es la potencia utilizada por el COC para realizar el despacho horario. Es la potencia instantánea al final de cada hora.

- Curva verde: Medición comercial SMEC, proporcional de la hora. Tomado de los medidores instalados en las fronteras de las centrales.
- Curva rosa: Ajuste PDACO.

Se observa como el ajuste PDACO se modifica en función a los valores EMAXSMEC. Los valores PDR para el mes, fueron:

POTENCIA REAL MENSUAL	SIN PDACO (MW)	CON PDACO (MW)	DIFERENCIA (MW)	% DIFERENCIA	COSTO POT DISP (\$/MW.MES)	FACTOR KM	POT REMUN SIN PDACO (\$)	POT REMUN CON PDACO (\$)	DIFERENCIA (\$)
PDRm	23,00	17,82	5,18	22,52%	\$ 4.238.488,00	1	\$ 97.485.224,00	\$ 75.529.856,16	\$ 21.955.367,84

Sin PDACO, la PDRm alcanzo un valor promedio en el mes de 23 MW (valor declarado por la central). En cambio, con PDACO arrojo 17,72 MW, un 22,52% menos.

La PDR es remunerada independientemente si la central genera energia o no. Por lo tanto, si se consideraran directamente los valores de las declaraciones, las remuneraciones por potencia disponible serian mayores a las que deberian ser compensadas en funcion a la que dispone el sistema.

Para realizar el ajuste mensual de forma óptima, es necesario controlar todas las centrales térmicas (aproximadamente 427 en total), cargar los ajustes y reprocesar los valores transaccionados de la potencia disponible horaria en las bases del sistema. En el ejemplo mostrado anteriormente (TGBS1), se registraron 16 modificaciones manuales. Durante el verano, debido a la gran cantidad de centrales que entran y salen de servicio, este control resultó ser tedioso. Por otro lado, los generadores observaban valores de potencia reconocida en los partes diarios sin ajuste y cuando revisaban el parte mensual, veian valores diferentes, ya que los mismos se modificaban con el ajuste mensual antes de la emisión del DTE. Esto traía una ola de reclamos y consultas que debían ser atendidas. Por lo tanto, se decidió llevar a cabo el ajuste de manera diaria.

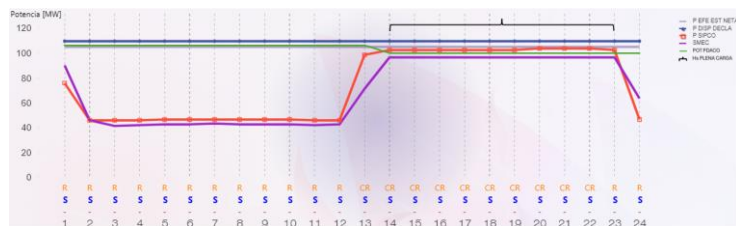
Independientemente del ajuste diario, actualmente se sigue realizando un chequeo y observacion mensual de las variables a transaccionar.

(b) Ajuste Diario

El ajuste diario, se realiza de la misma manera que se explicó el mensual, para las 24:00h.

Ejemplos diarios de casos particulares detectados:

- I. Centrales viejas que al salir de servicio u operar a baja carga declaran como potencia disponible la potencia de placa del generador cuando a raíz del desgaste y envejecimiento no alcanzan tal valor. Se muestra el ejemplo de una TV de Buenos Aires mayor a 100 MW (TVBS1) el día 11/11/2024. La misma declara en todo momento la potencia de placa del generador 110 MW, pero al operar completa considerando el aporte de RPF (de 14h a 23h), entrega como maximo 102,1 MW.



NOVEDADES DE OPERACIÓN								
FECHA DE NOVEDAD	HORA	NEMO	DESCRIPCIÓN	TIPO DE NOVEDAD	ESTADO NOVEDAD	POTENCIA DISPONIBLE DEL CARADA	OBSERVACIONES	USUARIO
11/11/2024	00:32:00	TVBS1	OED BAJAR AL MINIMO TEC	N	T	-	-	Despachante COC
11/11/2024	01:35:00	TVBS1	AL MINIMO C/ MARGEN RPF	N	T	110 MW	-	Despachante de la central
11/11/2024	11:49:00	TVBS1	OED COMPLETAR C/MARG RPF	N	T	-	-	Despachante COC
11/11/2024	12:58:00	TVBS1	COMPLETO C/ MARGEN RPF	N	T	110 MW	-	Despachante de la central
11/11/2024	22:59:00	TVBS1	OED BAJAR AL MINIMO TEC	N	T	-	-	Despachante COC
11/11/2024	23:58:00	TVBS1	AL MINIMO C/ MARGEN RPF	N	T	110 MW	-	Despachante de la central

Imagen 7_4: Ejemplo caso particular de operación.

Se detalla:

Curva en azul: Potencia disponible declarada de forma horaria (PND).

Curva roja: Potencia SIPCO. Es la potencia utilizada por el COC para realizar el despacho horario. Es la potencia instantánea al final de cada hora.

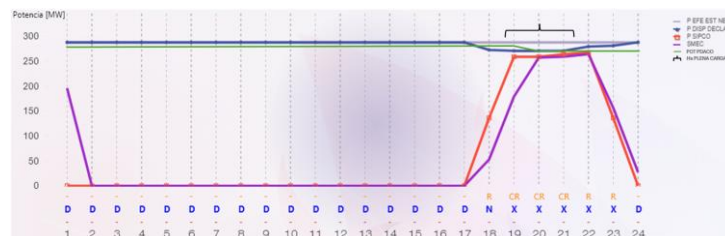
Curva violeta: Medición comercial SMEC, proporcional de la hora. Tomado de los medidores instalados en las fronteras de las centrales.

Curva gris: Potencia efectiva estacional neta ajustada por la temperatura media histórica (PEENATMH = 105,15 MW).

Curva verde: Ajuste PDACO.

La PDRh se ajusta a la mínima entre la PEENATMH, PND y PDACO. De hora 1:00 a hora 13:00, la PDRh es igual a la PEENATMH (105,15 MW), ya que los días anteriores la central alcanzó el valor de la PEENATMH y de la hora 14:00 en adelante, es igual a la PDACO (102,1 MW). La PDACO se encontraba liberada a la PEENATMH y desde las 14:00h se ajustó al valor EMAXSMEC.

- II. Centrales que al salir de servicio o estando fuera de servicio declaran el valor de la potencia efectiva estacional neta de la máquina, cuando en toda la operación realizada no entregaron este valor. Se muestra el ejemplo de una TG de Buenos Aires mayor a 200 MW (TGBS2) el día 11/11/2024. Estando fuera de servicio declara como disponible la potencia efectiva estacional neta de 287,92 MW, pero al operar completa considerando el aporte de RPF, entrega como máximo 276,4 MW. Se observa como durante la operación, la central envía novedades corrigiendo el valor de la potencia disponible, pero al salir de servicio, nuevamente declara la potencia efectiva estacional.



NOVEDADES DE OPERACIÓN								
FECHA DE NOVEDAD	HORA	NEMO	DESCRIPCIÓN	TIPO DE NOVEDAD	ESTADO NOVEDAD	POTENCIA DISPONIBLE DELCARADA	OBSERVACIONES	USUARIO
11/11/2024	00:23:01	TGBS1	OED BAJAR AL MINIMO TEC	N	T	-	-	Despachante COC
11/11/2024	00:29:45	TGBS1	AL MINIMO C/ MARGEN RPF	N	T	284 MW	-	Despachante de la central
11/11/2024	00:45:02	TGBS1	OED SOLICITA F/S	N	T	-	-	Despachante COC
11/11/2024	00:50:15	TGBS1	F/S POR DESPACHO	N	T	287,92 MW	-	Despachante de la central
11/11/2024	17:10:00	TGBS1	OED SOLICITA E/S	N	T	-	Con GN	Despachante COC
11/11/2024	17:25:00	TGBS1	E/S POR DESPACHO	N	T	271 MW	Con GN	Despachante de la central
11/11/2024	17:37:00	TGBS1	AL MINIMO C/ MARGEN RPF	N	T	273 MW	Con GN	Despachante de la central
11/11/2024	18:33:00	TGBS1	OED COMPLETAR CARGA RPF	N	T	-	Con GN	Despachante COC
11/11/2024	18:54:00	TGBS1	COMPLETO C/ MARGEN RPF	N	T	271 MW	Con GN	Despachante de la central
11/11/2024	21:43:01	TGBS1	OED BAJAR AL MINIMO TEC	N	T	-	-	Despachante COC
11/11/2024	21:58:00	TGBS1	BAJA CARGA	N	T	279 MW	-	Despachante de la central
11/11/2024	22:09:00	TGBS1	AL MINIMO C/ MARGEN RPF	N	T	281 MW	-	Despachante de la central
11/11/2024	23:05:00	TGBS1	OED SOLICITA F/S	N	T	-	-	Despachante COC
11/11/2024	23:19:27	TGBS1	F/S POR DESPACHO	N	T	287,92 MW	-	Operador de la central

Imagen 7_5: Ejemplo caso particular de operación.

Se detalla:

Curva en azul: Potencia disponible declarada de forma horaria (PND).

Curva roja: Potencia SIPCO. Es la potencia utilizada por el COC para realizar el despacho horario. Es la potencia instantánea al final de cada hora.

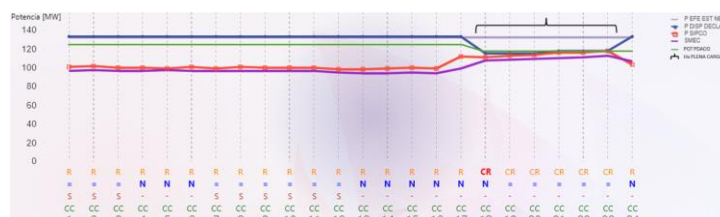
Curva violeta: Medición comercial SMEC, proporcional de la hora. Tomado de los medidores instalados en las fronteras de las centrales.

Curva gris: Potencia efectiva estacional neta ajustada por la temperatura media histórica (PEENATMH = 287,92 MW).

Curva verde: Ajuste PDACO.

La PDRh se ajusta a la mínima entre la PEENATMH, PND y PDACO. De hora 1:00 a hora 17:00, la PDRh es igual a la PDACO. De 18:00h a 21:00h es igual a la PND y de 22:00h en adelante es igual a la PDACO. La PDACO traía un valor del día anterior y desde las 20:00h se ajusto al valor EMAXSMEC.

- III. Centrales que al recibir una orden desde el COC de salir de servicio o bajar carga, declaran una potencia disponible superior a la que venían operando como potencia máxima. En el ejemplo II se evidencia esta situación. También, puede percibirse en el ejemplo a continuación, de una TG de Río negro mayor a 100 MW (TGRN1) el día 11/11/2024. La misma se encontraba operando al mínimo técnico con una potencia disponible declarada de 133,14 MW. A las 17:00h completo carga con RPF y entrego como máximo considerando la RPF 116,4 MW. Mientras se encontraba completa con RPF, declaro de forma correcta la potencia disponible. Al bajar carga, luego del pico de demanda nocturno, declaro nuevamente 133,14 MW.



NOVEDADES DE OPERACIÓN - NOVEDADES DE SIPCO								
FECHA DE NOVEDAD	HORA	NEMO	DESCRIPCIÓN	TIPO DE NOVEDAD	ESTADO NOVEDAD	POTENCIA DISPONIBLE DELCARADA	OBSERVACIONES	USUARIO
11/11/2024	16:23:49	TGRN1	SUBE CARGA	N	T	133,14 MW	-	Despachante de la central.
11/11/2024	17:00:01	TGRN1	COMPLETO C/ MARGEN RPF	N	T	115 MW	-	Jefe de control de la central
11/11/2024	20:35:01	TGRN1	SIGUE COMPLETO C/ MARGEN RPF	N	T	118 MW	-	Operador de la central
11/11/2024	23:19:20	TGRN1	OED BAJARRAL MINIMO TEC	N	T	-	-	Despachante COC
11/11/2024	23:21:05	TGRN1	BAJA CARGA	N	T	133,14 MW	-	Despachante de la central.

Imagen 7_6: Ejemplo caso particular de operación.

Se detalla:

Curva en azul: Potencia disponible declarada de forma horaria (PND).

Curva roja: Potencia SIPCO. Es la potencia utilizada por el COC para realizar el despacho horario. Es la potencia instantánea al final de cada hora.

Curva violeta: Medición comercial SMEC, proporcional de la hora. Tomado de los medidores instalados en las fronteras de las centrales.

Curva gris: Potencia efectiva estacional neta ajustada por la temperatura media histórica (PEENATMH = 132,53 MW).

Curva verde: Ajuste PDACO.

La PDRh se ajusta a la mínima entre la PEENATMH, PND y PDACO. De hora 1:00 a hora 17:00, la PDRh es igual a la PDACO. De 18:00h a 23:00h es igual a la PND y de 24:00h en adelante es igual a la PDACO. La PDACO traía un valor del día anterior y desde las 18:00h se ajusto al valor EMAXSMEC.

- IV. Centrales que operan con limitaciones en su potencia disponible y tras un periodo determinado fuera de servicio (horas o días), declaran al COC una disponibilidad de potencia máxima (sin limitaciones). Al ser requeridas nuevamente a plena carga, no lograban proporcionar dicha potencia máxima declarada, ya que mantenían limitaciones en su capacidad real de generación. Se muestra el ejemplo de una DI de Buenos Aires menor a 10 MW (DIBS1) el día 14/11/2024. La misma se encontraba limitada por mantenimiento interno a 1 MW. A las 09:16h declaro limitación liberada con una potencia disponible igual a la efectiva estacional neta de 5 MW. Posteriormente la central completo carga sin RPF y entrego como maximo 3,5 MW, valor considerablemente menor al declarado.



NOVEDADES DE OPERACIÓN								
FECHA DE NOVEDAD	HORA	NEMO	DESCRIPCIÓN	TIPO DE NOVEDAD	ESTADO NOVEDAD	POTENCIA DISPONIBLE DELCARADA	OBSERVACIONES	USUARIO
14/11/2024	09:16:00	DIBS1	LIMITACION LIBERADA A C	N	T	5 MW	Máquinas N° 1, 2, 3, 4, 5 y 7 en servicio	Jefe de control de la central.
14/11/2024	12:27:21	DIBS1	E/S REQ. POR POT. ACTIVA	N	T	5 MW	Con 2 MW a pedido de TRANSBA	Despachante de la central.
14/11/2024	17:10:30	DIBS1	COMPLETO CARGA	N	T	5 MW	Pedido TRANSBA	Despachante de la central.
14/11/2024	20:13:01	DIBS1	BAJA CARGA	N	T	5 MW	Baja carga a 3 MW	Despachante de la central.
14/11/2024	23:26:00	DIBS1	F/S POR NO REQUERIRSE	N	T	5 MW	La central sale de servicio	Despachante de la central.

Imagen 7_7: Ejemplo caso particular de operación.

Se detalla:

Curva en azul: Potencia disponible declarada de forma horaria (PND).

Curva roja: Potencia SIPCO. Es la potencia utilizada por el COC para realizar el despacho horario. Es la potencia instantánea al final de cada hora.

Curva violeta: Medición comercial SMEC, proporcional de la hora. Tomado de los medidores instalados en las fronteras de las centrales.

Curva gris: Potencia efectiva estacional neta ajustada por la temperatura media histórica (PEENATMH = 5 MW).

Curva verde: Ajuste PDACO.

La PDRh se ajusta a la mínima entre la PEENATMH, PND y PDACO. De hora 1:00 a hora 9:00, la PDRh es igual a la PDN (central declaró limitación). De la hora 10:00h en adelante, la PDRh se iguala a la PDACO. En estos casos, desde que la central se declara disponible, se le reconoce lo máximo entregado que logra verificar horas posteriores. La PDACO traía un valor del día anterior y desde las 10:00h se ajusto al valor EMAXSMEC que alcanzó la central cuando completo carga a partir de las 19:00h.

- V. Centrales que estando fuera de servicio declaran liberación de la potencia disponible sin previa verificación y notificación. Se muestra el ejemplo de una DI de Corrientes mayor a 10 MW (DICO1) el día 14/11/2024. La central se encontraba limitada por mantenimiento interno de los generadores a 5 MW. A las 10:36h declaro limitación liberada a 7 MW y a las 11:43h declaro limitación liberada a 10 MW. Ambas declaraciones sin previo aviso a programación diaria y sin realizar un ensayo verificando la disponibilidad.

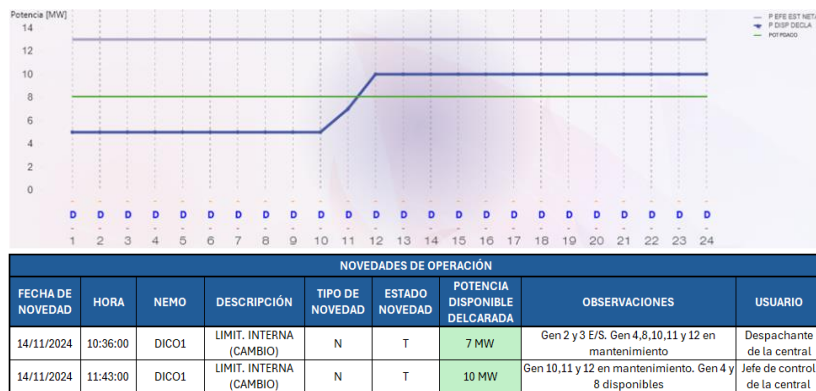


Imagen 7_8: Ejemplo caso particular de operación.

Se detalla:

Curva en azul: Potencia disponible declarada de forma horaria (PND).

Curva gris: Potencia efectiva estacional neta ajustada por la temperatura media histórica (PEENATMH = 13 MW).

Curva verde: Ajuste PDACO.

La PDRh se ajusta a la mínima entre la PEENATMH, PND y PDACO. De hora 1:00 a hora 11:00, la PDRh es igual a la PDN (central declaró limitación). De la hora 12:00h en adelante, la PDRh se iguala a la PDACO. La PDACO traía un valor del día anterior y no se modificó ya que la central no generó y no había referencia de EMAXSMEC.

Consideraciones del ajuste actual:

- La magnitud PDACO se ajusta en función a la operación real. Actualmente no se modifica cuando las centrales bajan carga o salen de servicio. Además, no se aceptan modificaciones en las declaraciones hacia valores superiores de la potencia disponible sin una previa verificación. Tales modificaciones solo se consideran válidas una vez que se ha acordado con la Programación Semanal y Diaria llevar a cabo un ensayo y verificación que confirme la eliminación de la limitación. Mientras las centrales se encuentran a baja carga o fuera de servicio, el valor PDACO se mantiene constante, ya que el procedimiento actual así lo determina.
- La PND puede variar de manera horaria. Considera o debería considerar las indisponibilidades de la central, combustibles utilizados, y los efectos climáticos. En la mayoría de los casos, lo declarado no representa lo real. Algunos generadores alcanzan diferentes valores de potencia despachada máxima en función al combustible que utilizan. Por lo tanto, deberían declarar diferentes valores de potencia disponible en función al combustible disponible a utilizar o al combustible con el cual se despacha la central.
- La PEENATMH es la potencia determinada con cada combustible en la habilitación y se ajusta a las condiciones de sitio medias históricas para cada central.
- El ajuste de potencia disponible se realiza solo sobre generadores térmicos, sin tener en cuenta las centrales nucleares. No se realiza sobre generadores hidráulicos ya que la remuneración de potencia disponible a estos está determinada, de forma horaria, considerando una potencia media esperable, en función a la cantidad de máquinas generadoras en operación y del nivel real del embalse o de los aportes y erogaciones. Es un valor que no controla el Control de la Operación. Los generadores no convencionales no cobran por la potencia disponible, por lo tanto, tampoco se realiza control de la disponibilidad sobre estos.

Por lo tanto, el procedimiento actual solo considera las condiciones climáticas en función a un valor mensual calculado a partir de datos históricos. No se realizan modificaciones cuando las centrales salen de servicio o bajan carga. Además, el ajuste puede resultar complejo debido a la cantidad de centrales involucradas. Sobre todo, los días de alto requerimiento térmico. Esto puede traer algunas consecuencias:

- Que el operador del Control de la Operación cargue un valor erróneo de ajuste de potencia disponible o un valor erróneo de las fechas consideradas al realizar el ajuste. Esto genera que ingresen reclamos de las centrales y los valores deben ser corregidos y reprocesados.
- Que el operador del Control de la Operación no modifique o no visualice el valor alcanzado de potencia despachada máxima real por encima o por debajo de la potencia disponible ajustada. En estos casos, si la generación real está por encima de la disponible ajustada, el generador realizará un reclamo y se deberán ajustar y reprocesar los valores. En caso contrario, es posible que el generador no reclame y se le reconozca un valor de potencia disponible mayor al que realmente despacho como máximo.
- Que la central se pida en servicio a plena carga en horas de máximo requerimiento térmico y luego, pasadas las horas de máxima temperatura, se la pida salir de servicio. En estos casos, la potencia disponible real horaria se ajusta a lo que realmente entregó la central en horas de máxima temperatura y, como se detalló anteriormente, al salir de servicio se mantiene el valor de ajuste constante sin tener en cuenta que las condiciones climáticas mejoran. Al mejorar las condiciones climáticas, el rendimiento de la central

tiende a ser superior. Esto genera disconformidad por parte de los agentes generadores. A continuación, se presentan dos casos relacionados con este tema para el mismo día (20/03/2024).

- I. Se muestra el ejemplo de una TG ubicada en el centro de Cordoba de 50 MW (TGCO1) el día 20/03/2024. La central ingresó en servicio entre las 9:00h y las 10:00h. Posteriormente, completó carga con RPF y mantuvo esta condición durante las horas de mayor requerimiento térmico. Salió de servicio entre las 19:00h y 20:00h, para luego entrar en operación y completar su carga durante la noche. Se observa que, por la tarde a carga plena y altas temperaturas, con margen de RPF, la central entregó una potencia menor que la que aportó por la noche, a temperaturas menores. En estos casos, para considerar esta diferencia, se deben realizar dos ajustes de potencia disponible, uno por la tarde y otro por la noche. Por la tarde lo máximo que entrego la central considerando la RPF fue de 44,8 MW y por la noche fue de 47,4 MW.

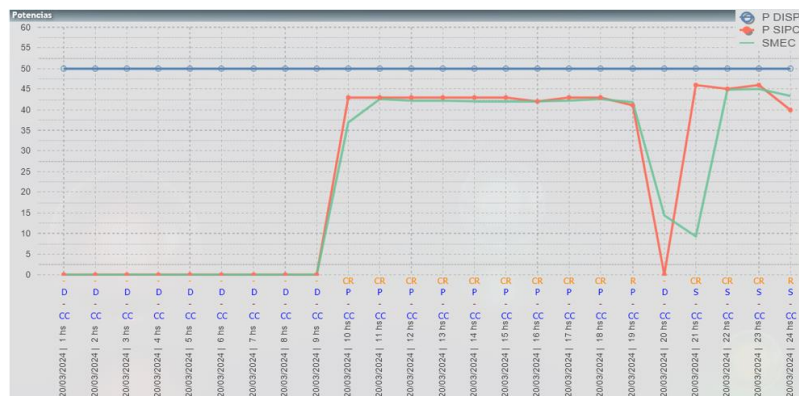


Imagen 7_9: Ejemplo caso particular de despacho. Curvas de despacho.

Se detalla:

Curva en azul: Potencia disponible declarada de forma horaria (PND).

Curva roja: Potencia SIPCO. Es la potencia utilizada por el COC para realizar el despacho horario. Es la potencia instantánea al final de cada hora.

Curva verde: Medición comercial SMEC, proporcional de la hora. Tomado de los medidores instalados en las fronteras de las centrales.

La PDACO traía un valor del día anterior de 45,4 MW. Desde la hora 11:00 hasta la hora 21:00 se ajustó a un valor de 44,80 MW y desde las 22:00h en adelante a un valor de 47,4 MW en función a la EMAXSMEC.

AJUSTE POTENCIA DISPONIBLE						
NEMO	FECHA DESDE	Hs DESDE	FECHA HASTA	Hs HASTA	TIPO	VALOR POTENCIA
TGCO1	20/3/2024	22	26/3/2024	20	MANUAL	47,40
	20/3/2024	11	20/3/2024	21	MANUAL	44,80
	19/3/2024	13	20/3/2024	10	MANUAL	45,40

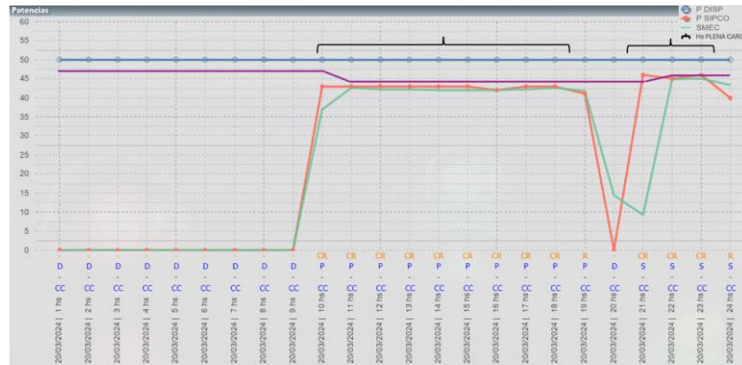


Imagen 7_10: Ajuste realizado por el COP.

Se detalla:

Curva violeta: Ajuste PDACO.

Se grafica en detalle el SMEC generado por la central, solapado con la temperatura del sitio para la TGCO1 el día 20/03/2024. Se puede observar que a medida que aumenta la temperatura, se observa levemente reducida la energía SMEC de la central. Por la noche con temperaturas considerablemente menores a las de la tarde, alcanzo valores mayores.

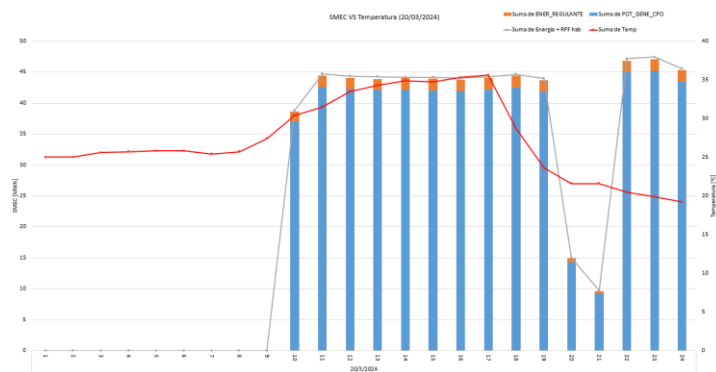


Imagen 7_11: SMEC vs temperatura.

Se detalla:

Barras en azul: Medición comercial SMEC, proporcional de la hora.

Curva gris: Medición comercial SMEC acumulada.

Curva roja: Medición horaria de la temperatura realizado por el SMN a través del punto de medición más próximo a la central.

Lo interesante a tener en cuenta es que, si la central no se volvía a pedir en servicio por la noche, la potencia disponible real horaria que se le hubiera reconocido desde la hora 11:00 en adelante es la que entrego en las horas de la tarde, de 44,88 MW. Por este motivo es que, para mejorar el proceso de ajuste, es importante tener en cuenta las condiciones climáticas horarias reales aun cuando las maquinas no generan a plena carga o salen de servicio.

- II. Otro caso similar se observa para el mismo día en una central ubicada en el noroeste de la provincia de Córdoba poco mayor a 10 MW (TGCO2). La central ingresó en servicio entre las 11:00h y las 12:00h. Posteriormente, completó carga con RPF y mantuvo esta condición durante las horas de mayor requerimiento térmico. Salió de servicio entre las 19:00h y 20:00h, para luego entrar en operación y completar su carga durante la noche.

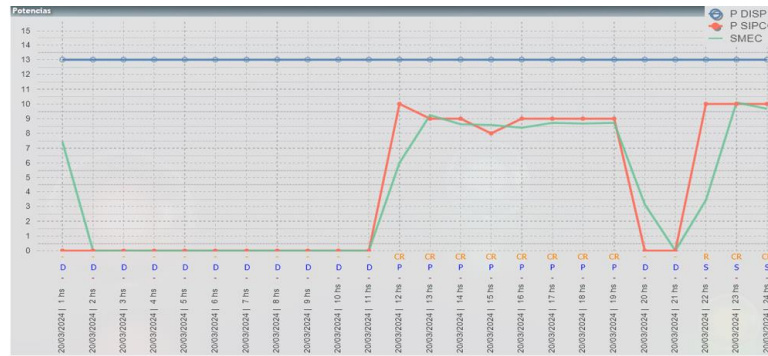


Imagen 7_12: Ejemplo caso particular de despacho. Curvas de despacho.

Se detalla:

Curva en azul: Potencia disponible declarada de forma horaria (PND).

Curva roja: Potencia SIPCO. Es la potencia utilizada por el COC para realizar el despacho horario. Es la potencia instantánea al final de cada hora.

Curva verde: Medición comercial SMEC, proporcional de la hora. Tomado de los medidores instalados en las fronteras de las centrales.

La PDACO traía un valor del día anterior de 45,4 MW. Desde la hora 13:00 hasta la hora 22:00 se ajustó la potencia disponible a un valor de 9,5 MW y desde las 23:00h en adelante a un valor de 10,6 MW en función a la EMAXSMEC.

AJUSTE POTENCIA DISPONIBLE						
NEMO	FECHA DESDE	Hs DESDE	FECHA HASTA	Hs HASTA	TIPO	VALOR POTENCIA
TGO2	20/3/2024	23	21/3/2024	12	MANUAL	10,60
	20/3/2024	13	20/3/2024	22	MANUAL	9,50
	15/3/2024	20	20/3/2024	12	MANUAL	11,00

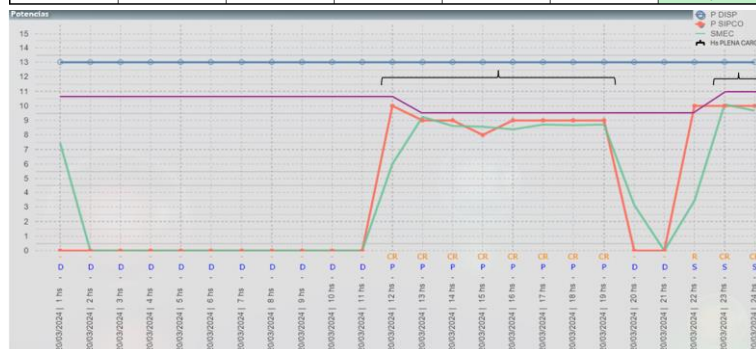


Imagen 7_13: Ajuste realizado por el COP.

Se detalla:

Curva violeta: Ajuste PDACO.

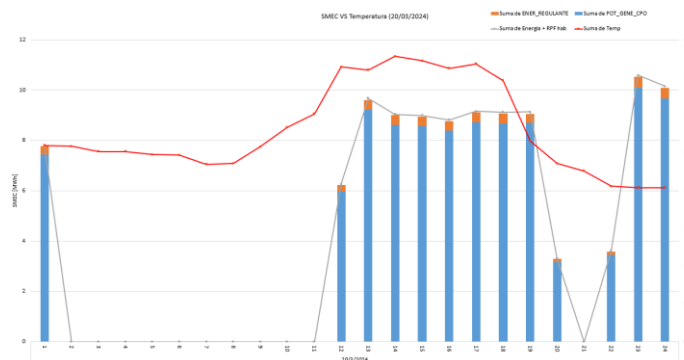


Imagen 7_14: SMEC vs temperatura.

Se detalla:

Barras en azul: Medición comercial SMEC, proporcional de la hora.

Curva gris: Medición comercial SMEC acumulada.

Curva roja: Medición horaria de la temperatura realizado por el SMN a través del punto de medición más próximo a la central.

7.1 Ejemplos Prácticos de la Disminución del Rendimiento de los Generadores Bajo los Efectos de la Temperatura.

El verano de 2024 se caracterizó por temperaturas extremadamente elevadas, lo que resultó en una alta demanda energética. Un ejemplo significativo ocurrió el 1 de febrero de 2024, cuando, a las 14:48h, se alcanzó un pico de demanda debido a las altas temperaturas registradas en Argentina. Al comparar el desempeño de los generadores a carga plena durante las altas temperaturas de la tarde con su rendimiento durante las temperaturas más bajas de la noche, se evidencia una notable variación en la eficiencia de las máquinas.

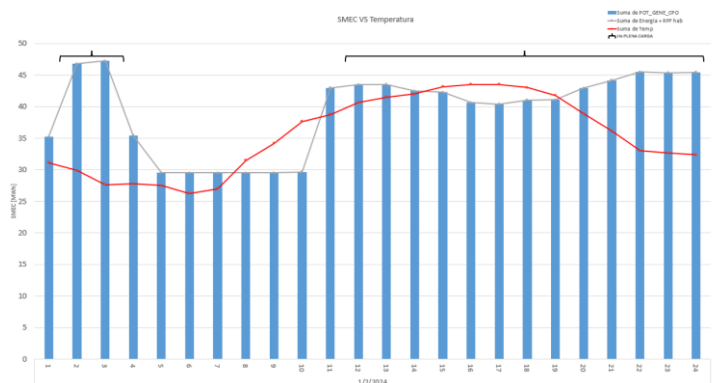


Imagen 7.1_1: Despacho vs temperatura.

Se detalla:

Barras en azul: Medición comercial SMEC, proporcional de la hora.

Curva gris: Medición comercial SMEC acumulada.

Curva roja: Medición horaria de la temperatura realizado por el SMN a través del punto de medición más próximo a la central.

Para realizar el análisis, se seleccionaron dos centrales TVs, tres DIs y cinco TGs. Dentro de cada tecnología, se eligieron centrales de variada potencia.

A continuación, se detalla el cuadro de centrales seleccionadas.

DATOS CENTRALES				
NEMO	TECNOLOGÍA	UBICACIÓN	REGIÓN ELÉCTRICA	POTENCIA CENTRAL [MW]
TGNE1	TG	NEUQUÉN	COMAHUE	15
TGMZ1		MENDOZA	CUYO	22
TGBS3		BUENOS AIRES	BAS	50
TGBS4				80
TGSA1		SALTA	NOA	100
TVBS2	TV	BUENOS AIRES	BAS	13
TVSA1		SALTA	NOA	126
DISF1	DI	SANTA FE	LIT	16
DIJU1		JUJUY	NOA	18
DISA1		SALTA	NOA	30
				(10 de 3 MW)

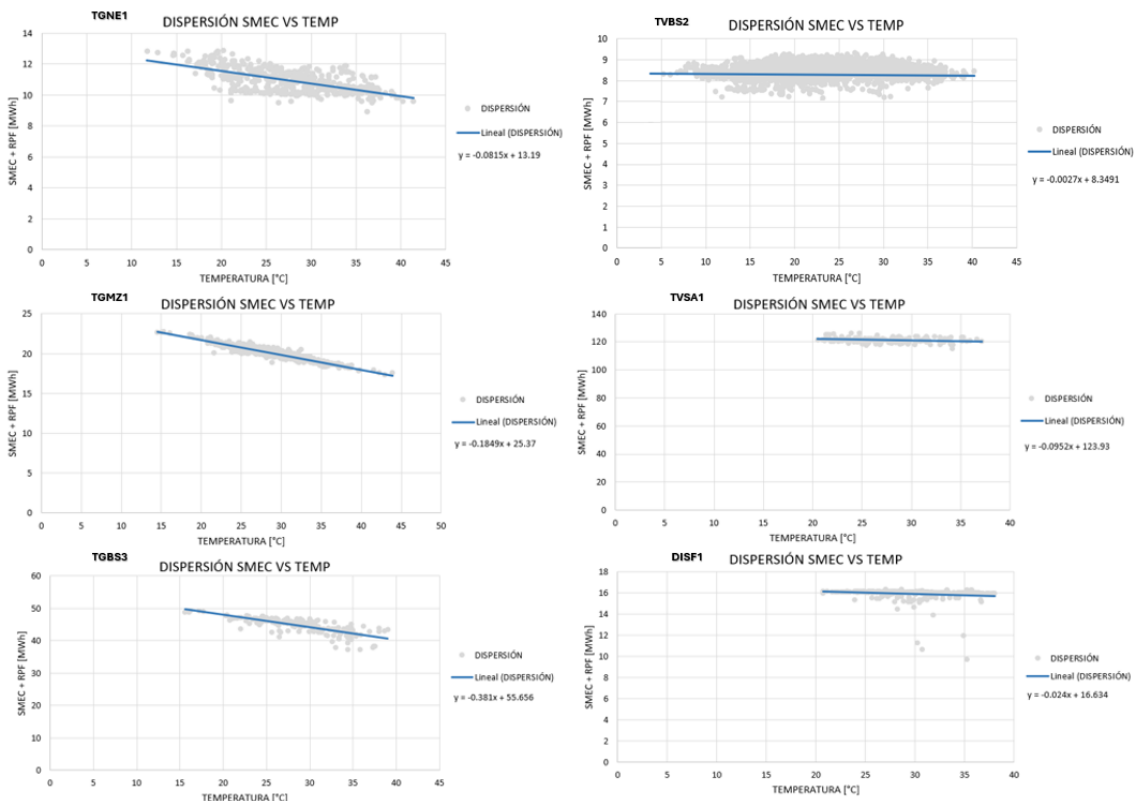
En el próximo cuadro, se muestra la variación porcentual calculada de los valores SMEC vs la temperatura. Se obtuvieron en función a los valores reales SMEC + RPF habilitada y las temperaturas horarias del punto del SMN más cercano. Para el cálculo, se consideró el periodo

de verano del 2023, del 01/12/2023 al 31/03/2024 (Diciembre 2023 a Marzo 2024), considerando solo las horas en que las centrales operaron a carga plena. Los valores obtenidos han sido calculados a partir de los datos relevados que se encuentran en las bases de CAMMESA. La obtención de los valores de temperatura horaria del SMN se detalla en el punto 8.3 del informe (obtención datos del SMN).

% VARIACIÓN DE LA POTENCIA POR CADA GRADO DE TEMPERATURA						
NEMO	TECNOLOGÍA	UBICACIÓN	REGIÓN ELÉCTRICA	POTENCIA CENTRAL [MW]	%VARIACIÓN	CURVA LINEAL
TGNE1	TG	NEUQUÉN	COMAHUE	15	0,705%	$y = -0.0815x + 13.19$
TGMZ1		MENDOZA	CUYO	22	0,853%	$y = -0.1849x + 25.37$
TGBS3		BUENOS AIRES	BAS	50	0,793%	$y = -0.381x + 55.656$
TGSA1				80	0,531%	$y = -0.4099x + 85.334$
TVBS2		BUENOS AIRES	BAS	13	0,032%	$y = -0.0027x + 8.3491$
TVSA1	TV	SALTA	NOA	126	0,078%	$y = -0.0952x + 123.93$
DISF1	DI	SANTA FE	LIT	16	0,148%	$y = -0.024x + 16.634$
DIJU1		JUJUY	NOA	18	0,150%	$y = -0.028x + 19.236$
DISA1		SALTA	NOA	30	1,247%	$y = -0.3204x + 32.103$
				(10 de 3 MW)	0,125%	

De la tabla, podemos observar cómo varía el porcentaje en función a la tecnología y la potencia de cada central. Por ejemplo, para las TGs, las de menor potencia resultan con una variación mayor que las de mayor potencia. Las TVs varían en un pequeño porcentaje, cercano a cero. Se puede decir que no es nulo. Por su parte, los motores DIs parecen tener una variación que ronda los 0,15%. Mayor a las TVs y menor a las TGs.

A continuación, se muestran las curvas de dispersión de las centrales con las que fueron calculados los porcentajes.



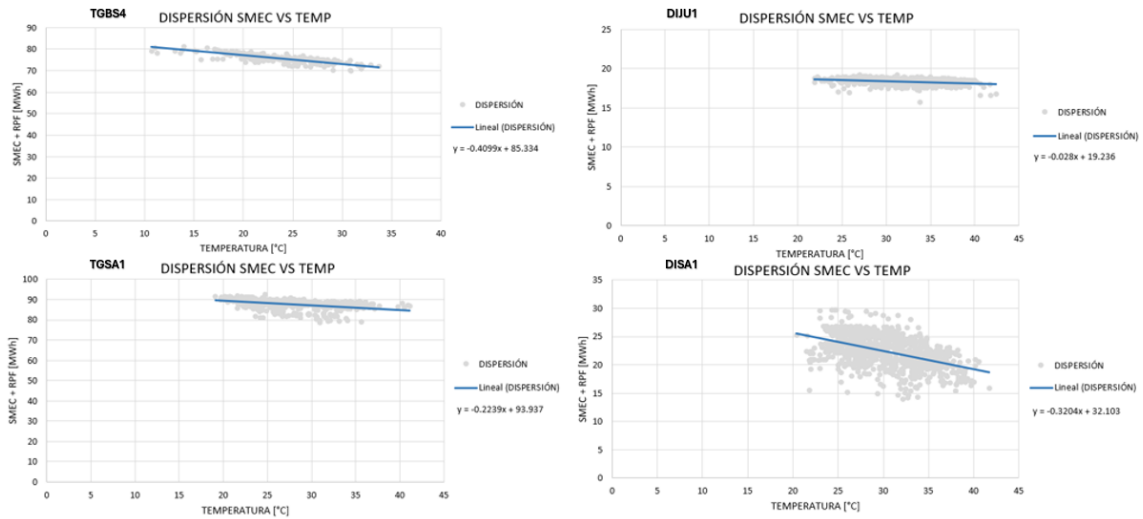
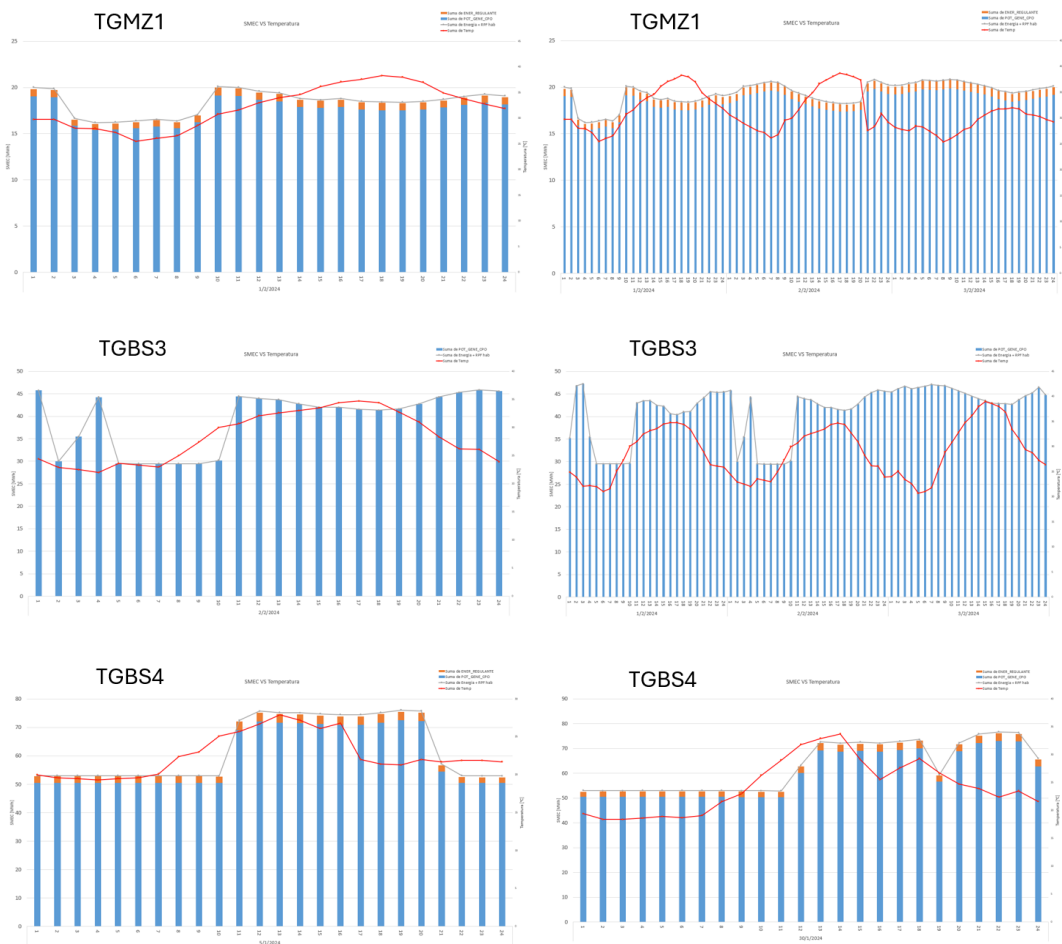


Imagen 7.1_2: Gráficos de dispersión de la operación en función de la temperatura.

A continuación, se muestran algunas curvas de operación de estas centrales. En las mismas se intenta mostrar como varía la generación SMEC en función de la temperatura.



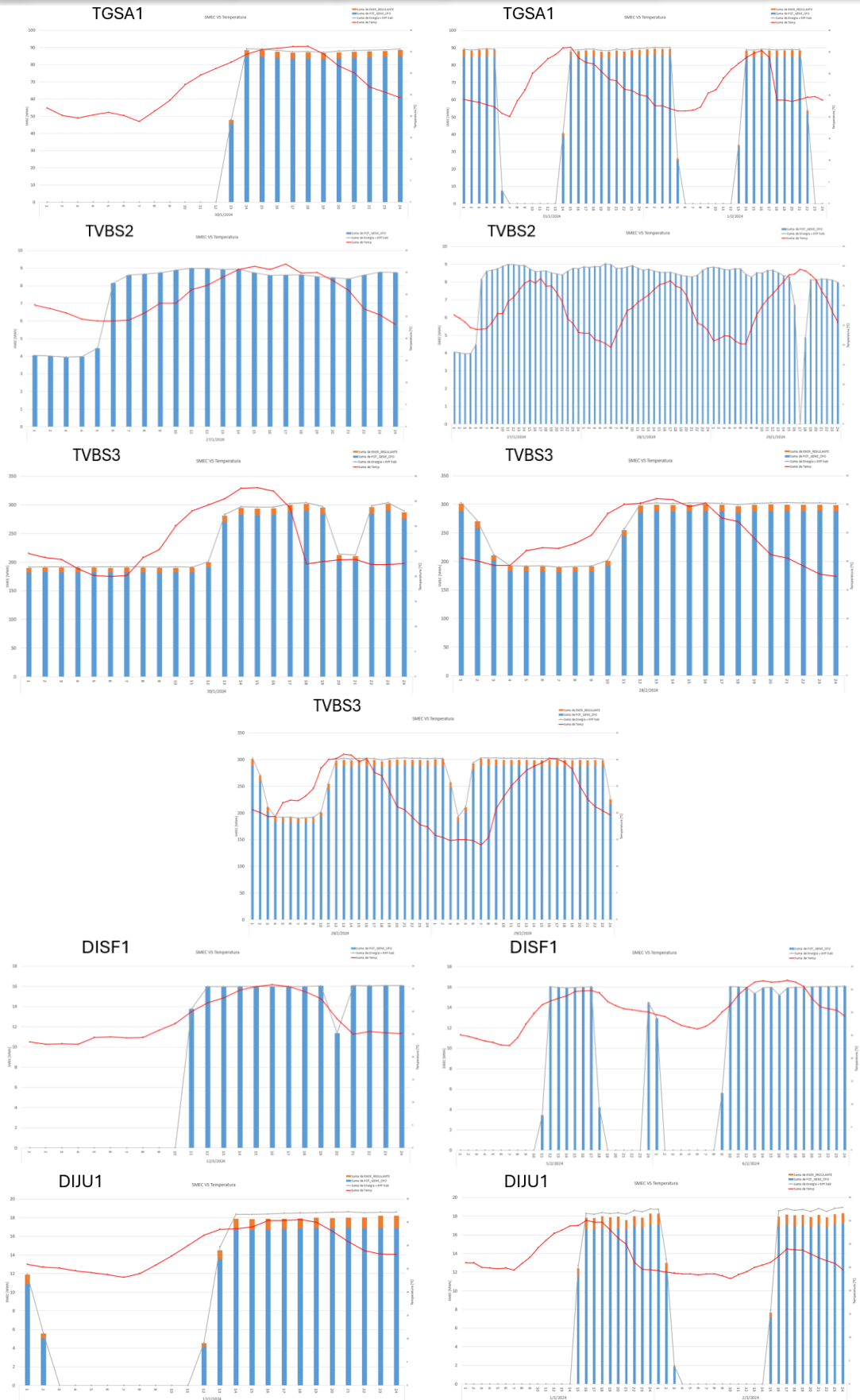


Imagen 7.1_3: Curvas operación vs temperatura.

Se detalla:

Barras en azul: Medición comercial SMEC, proporcional de la hora.

Barras en naranja: Margen de regulación.

Curva gris: Medición comercial SMEC acumulada.

Curva roja: Medición horaria de la temperatura realizado por el SMN a través del punto de medición más próximo a la central.

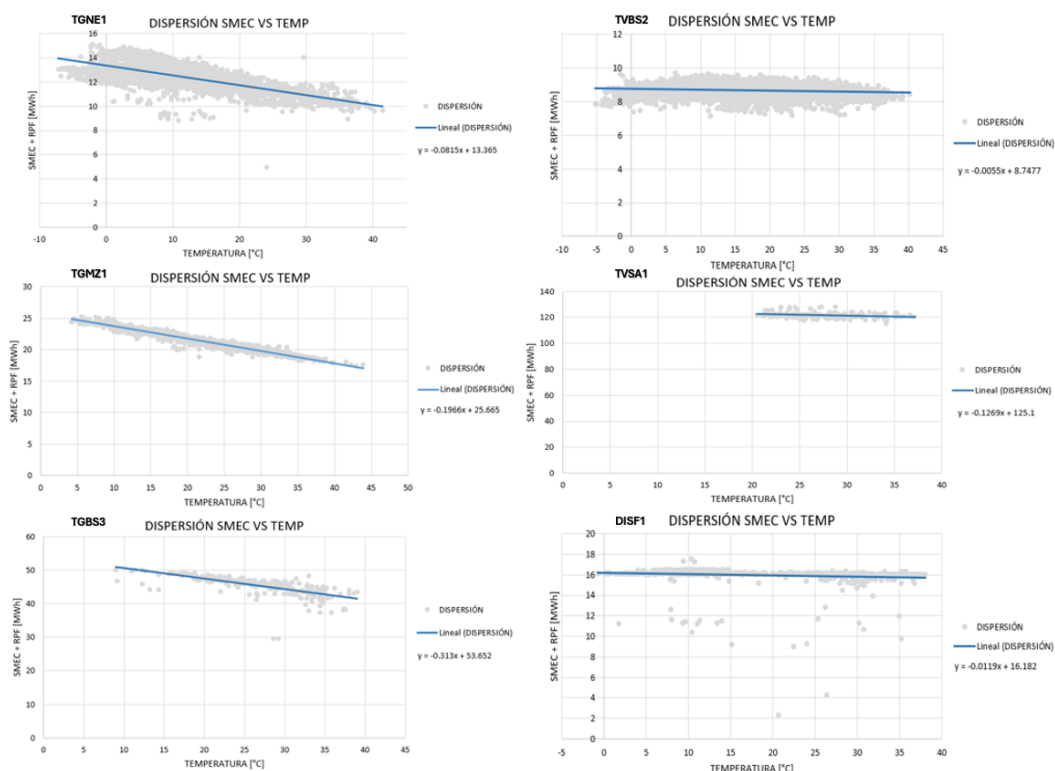
Analizando las gráficas, se puede contemplar cómo afecta la variación de temperatura en el despacho de las centrales. Para las TGs es más pronunciado que para el resto de las tecnologías. Se puede percibir para la central TVBS3 que la variación con temperaturas entre 30°C y 35°C es notable, pero no es así con valores de entre 25°C a 30°C. La variación de potencia a menores temperaturas es menos significativa. Esto puede resultar en un proceso a futuro que considere diferentes valores porcentuales para rangos de temperaturas.

Cálculo de porcentajes considerando un año completo

Para realizar los cálculos, se consideró un periodo desde el 01/12/2023 al 30/11/2024 (Diciembre 2023 a Noviembre 2024), considerando nuevamente solo las horas en que las centrales operaron a carga plena.

% VARIACIÓN DE LA POTENCIA POR CADA GRADO DE TEMPERATURA								
NEMO	TECNOLOGÍA	UBICACIÓN	REGIÓN ELÉCTRICA	POTENCIA CENTRAL [MW]	%VARIACIÓN VERANO	%VARIACIÓN ANUAL	CURVA LINEAL VERANO	CURVA LINEAL ANUAL
TGNE1	TG	NEUQUÉN	COMAHUE	15	0,705%	0,694%	$y = -0.0815x + 13.19$	$y = -0.0815x + 13.365$
TGMZ1		MENDOZA	CUYO	22	0,853%	0,905%	$y = -0.1849x + 25.37$	$y = -0.1966x + 25.665$
TGBS3		BUENOS AIRES	BAS	50	0,793%	0,660%	$y = -0.381x + 55.656$	$y = -0.313x + 53.652$
TGBS4				80	0,531%	0,577%	$y = -0.4099x + 85.334$	$y = -0.4465x + 86.249$
TGSA1		SALTA	NOA	100	0,250%	0,470%	$y = -0.2239x + 93.937$	$y = -0.431x + 100.31$
TVBS2	TV	BUENOS AIRES	BAS	13	0,032%	0,064%	$y = -0.0027x + 8.3491$	$y = -0.0055x + 8.7477$
TVSA1		SALTA	NOA	126	0,078%	0,104%	$y = -0.0952x + 123.93$	$y = -0.1269x + 125.1$
DISF1	DI	SANTA FE	LIT	16	0,148%	0,075%	$y = -0.024x + 16.634$	$y = -0.0119x + 16.182$
DIJU1		JUJUY	NOA	18	0,150%	0,202%	$y = -0.028x + 19.236$	$y = -0.0381x + 19.584$
DISA1		SALTA	NOA	30	1,247%	1,251%	$y = -0.3204x + 32.103$	$y = -0.3228x + 32.251$
				30 (10 de 3)	0,125%	0,125%	$y = -0.3204x + 32.103$	$y = -0.3228x + 32.251$

A continuación, se muestran las curvas de dispersión considerando la operación anual:



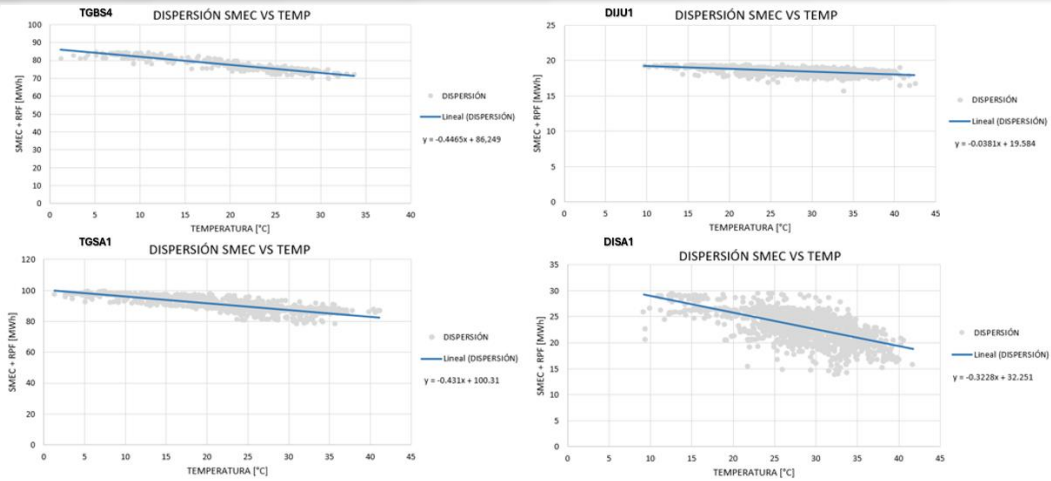


Imagen 7.1_4: Curvas operación vs temperatura período anual.

Los valores porcentuales obtenidos de forma anual se ajustaron considerando la operación de las centrales en condiciones de bajas temperaturas. Esta variación es más pronunciada en aquellas centrales donde los valores de temperatura durante el invierno son más bajos. Aunque la diferencia entre el porcentaje de variación del período de verano y el período anual no es muy grande, se considera más apropiado utilizar los valores del período anual.

Comparaciones de los valores calculados con el informe de AGEERA y los utilizados en el ajuste de la PPEBATMH:

TECNOLOGÍA	POTENCIA CENTRAL [MW]	RANGO POTENCIA	%VARIACIÓN VERANO	%VARIACIÓN ANUAL	%VARIACIÓN AGEERA	%VARIACIÓN PEEBATMH
TG	15	≤15 MW	0,7%	0,7%	1,1%	0,7%
	22	<15 MW y <100 MW	0,9%	0,9%	0,7%	
	50		0,8%	0,7%		
	80		0,5%	0,6%		
	100	≥100 MW	0,3%	0,5%	0,5%	
TV	13	-	0,0%	0,1%	0% a 0,30%	0,0%
	126	-	0,1%	0,1%		
DI	16	-	0,1%	0,1%	1,60% a 2%	0,5%
	18	-	0,1%	0,2%		
	30 (10 de 3)	-	1,2%	1,3%		
	3	-	0,1%	0,1%		

Se observa que los valores porcentuales calculados coinciden en gran medida con los aportados por AGEERA. Sin embargo, se debe señalar que el valor porcentual de AGEERA para las centrales TG menores de 15 MW parece excesivamente alto, lo mismo ocurre con los valores de variación de las centrales DI. En este último caso, parece que el informe de AGEERA se elaboró considerando un conjunto de centrales DI, en lugar de abordar cada motor de manera individual. La gráfica del motor DI presentada en el informe de AGEERA hace referencia a una central compuesta por 10 motores de 3 MW cada uno. Esto sugiere que los valores porcentuales corresponden a las centrales en su totalidad, considerando todos los motores en conjunto y no a un motor específico. Por ejemplo, en el presente informe se analizó la misma central en su conjunto y el valor obtenido de variación es de 1,2%, la cual, si la dividimos en los 10 motores, alcanza un valor de 0,1%, valor comparable con los otros dos casos de estudio de motores particulares (16 MW y 18MW).

La TG menor a 15 MW analizada en este informe, es la misma que analizó AGEERA. Se observa que hay significativas diferencias en los valores porcentuales calculados en el presente informe (0,7%) y el de AGEERA (1,16%). Se estima que esta es la raíz por la cual se consideró una variación

de 1,1% para centrales TG menores a 15 MW. A continuación, se muestran las graficas de ambos casos.

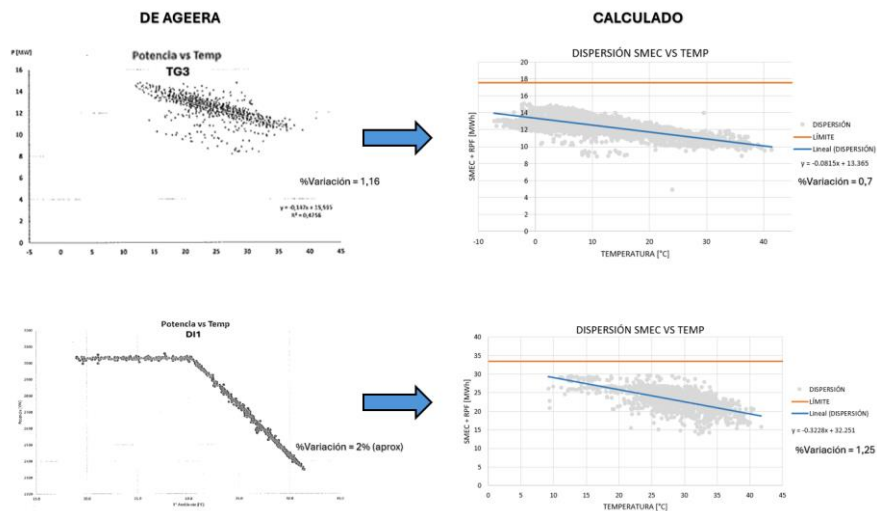


Imagen 7.1_5: Comparación curvas calculadas por AGEERA Y las calculadas en el informe.

Los porcentajes utilizados para ajustar la PPEBATHM no se ajustan por potencia. Se utiliza un único valor para cada tecnología. Para las TV se considera un valor de 0%, ya que la variación es muy reducida, para las DI un valor de 0,5% por central, independientemente si la misma esta compuesta por un motor o varios motores y para las TG un valor medio de 0,7%.

8 Propuesta de Ajuste de Potencia Disponible Real Considerando el Impacto de la temperatura

En el presente apartado se desarrolla la propuesta, la cual ha permitido definir un valor ajustado de potencia disponible real horaria (PDRh), considerando los efectos de la temperatura con datos proporcionados por el Servicio Meteorológico Nacional de forma horaria, y teniendo en cuenta la operación real, así como los factores técnicos y operativos.

El resultado obtenido es un ajuste de potencia disponible que se adapta a lo generado a plena carga por las centrales y cuando estas bajan carga o salen de servicio, varía con la modificación de la temperatura real de forma horaria. Además, considera el combustible utilizado o habilitado.

Se describen a continuación los pasos de la propuesta, seguidos por la explicación de las etapas necesarias para su implementación. Posteriormente, se detalla el método para obtener y utilizar los datos proporcionados por el SMN, seguido del procedimiento de cálculo y sus respectivas consideraciones. Finalmente, se presentan las propuestas a futuro. Los resultados y comparaciones se muestran en el punto 9 del informe.

8.1 Resumen de la Propuesta

Se propuso:

- Designar los puntos de medición del SMN a utilizar. Incorporar lectura horaria real de la temperatura en sitio de las centrales. Relacionar las mediciones con las centrales.
- Adaptar los valores de potencia efectiva estacional (PEE) a los valores reales de temperatura del SMN, de forma horaria.
- Adaptar los valores de potencia disponible declarada horaria a los valores reales de temperatura del SMN, de forma horaria.

- Adicionar al valor de la potencia efectiva estacional ajustada a los valores reales de temperatura del SMN calculada, la operación real de la central, considerando las condiciones operativas y combustibles utilizados. Este es el valor
- Quitar los consumos auxiliares (obtener valores netos) de la PEE calculada (adaptada por temperatura del SMN y considerando la operación real) y la disponible declarada horaria calculada (adaptada por temperatura del SMN).
- Se deberá contemplar la posibilidad de modificar la PEE calculada. Esto quiere decir, que debe ser posible que el Control de la Operación, pueda ingresar un valor que pise el actual de la hora y modifique sus valores hacia adelante. Esto es a raíz de considerar casos particulares.
- Calcular la potencia disponible real horaria (PDRh) comparando los valores netos de la PEE calculada y la disponible declarada horaria calculada.
- Analizar y verificar el método propuesto.

8.2 Organización del Proyecto

Para la confección del proyecto, se implementó SharePoint como herramienta central de colaboración, permitiendo a todos los miembros del equipo acceder, compartir y editar documentos en tiempo real, así como coordinar tareas y seguir el avance del proyecto de manera eficiente.

SharePoint se integra perfectamente con Teams, lo que permitió al equipo de trabajo colaborar en documentos y proyectos directamente dentro de la aplicación. Además, permitió organizar y registrar reuniones virtuales.

Áreas de la empresa involucradas en el proyecto:

- Coordinador Responsable del Control Post-Operativo y Transacciones Económicas.
 - Líder de Equipo del Control Post-Operativo.
 - Personal encargado del Control de la Operación.
- Supervisor Operativo Arquitectura de Datos.
 - Personal de Arquitectura de Datos.
- Líder de Equipo de desarrollo de datos.
 - Desarrolladores de Datos.
- Líder de Equipo de Gestión de Proyectos.
 - Personal de Gestión de Proyectos.

Antes y durante la elaboración, se estableció un conjunto de pasos organizados con el fin de asegurar una adecuada organización de tareas y un desarrollo ordenado del proyecto. Los mismos fueron:

- Kick-off (Inicio del proyecto):

Se elevó la solicitud del mismo. Se detalló:

 - Alcance (objetivos y definiciones).
 - Análisis funcional requerido (situación actual, nueva solución).
 - Especificaciones del proyecto (estimación del esfuerzo y estrategia del proyecto).
 - Planificación del proyecto (roadmap integral – estimación de tiempo para el proyecto).
- Discovery (Definición de requerimientos):
 - Requisitos del proyecto.
 - Necesidades a satisfacer.

- Procesos actuales.
- Recursos disponibles.
- Diseño/Planificación:
 - Creación del plan de solución.
 - Arquitectura de la solución.
 - ❖ Para los valores de la temperatura:
 - Diseño de tablas.
 - Recopilación de datos del día anterior.
 - Reproceso fechas anteriores.
 - Recopilación de datos actuales.
 - Proceso de control de calidad.
 - Capa silver temperatura.
 - ❖ Datos maestros:
 - Gobierno de datos maestros.
 - Estaciones SMN.
 - Asociación Maquina-Estación SMN.
 - Curvas Potencia-Temperatura.
 - ❖ Cálculo:
 - Definición del gobierno de datos.
 - Diseño de tablas.
 - Proceso CTL.
 - Generación tabla persistencia de datos.
 - ❖ Integración STEC:
 - Sincronización.
 - Diseño de tabla.
 - Análisis de como se dispara la integración.
 - ❖ Exposición de datos para POSOP:
 - Definición paneles de exposición de datos.
 - Programación en Power Bi/QlickView.
 - Publicación.
 - Cronogramas.
 - Asignación de recursos.
- Implementación/Visualización.
- Pruebas.
- Ajustes.

8.3 Obtención de Datos del SMN y Ejecución de Procesos

Para la selección de los puntos del SMN, se decidió incluir los tres puntos más cercanos a cada central. Luego, se asignó a cada central térmica convencional (CC, TG, TV y DI) el punto de medición del SMN de mayor proximidad. El objetivo es obtener el valor de temperatura del punto del SMN más cercano a cada central. Los demás puntos se emplean en caso de faltantes de datos, para utilizar un método de completitud.

De los aproximados 125 puntos de medición, se optó por incorporar la medición de 55 puntos no repetidos y priorizando los de mayor seguridad, como aeropuertos y observatorios. Los mismos fueron seleccionados en función a su ubicación y acercamiento a las centrales eléctricas térmicas distribuidas a lo largo del país. Posteriormente, a cada central se le designo solo uno, el de menor distancia, resultando en 39 puntos.

REGIÓN	PUNTO DEL SMN	REGIÓN	PUNTO DEL SMN	REGIÓN	TIPO DE PLANTA	CENTRAL	PUNTO SMN	DISTANCIA (KM)	REGIÓN	TIPO DE PLANTA	CENTRAL	PUNTO SMN	DISTANCIA (KM)	REGIÓN	TIPO DE PLANTA	CENTRAL	PUNTO SMN	DISTANCIA (KM)
GBA	AEROPARQUE AERO	LITORAL	CONCORDIA AERO	GBA	CC	COPI	AEROPARQUE AERO	10,3	COMAHUE	DI	COPI	MEJUNEN AERO	10,3	NEA	DI	COPI	MEJUNEN AERO	10,3

El proceso de selección de puntos comenzó identificando las coordenadas de los mismos y las de las centrales del MEM. Una vez obtenidas las coordenadas, se relacionaron de tal forma que se obtengan los tres puntos del SMN más cercano a cada central. Posteriormente el filtro fue de uno por central, el más próximo. A continuación, se muestra el proceso de filtrado de forma gráfica.

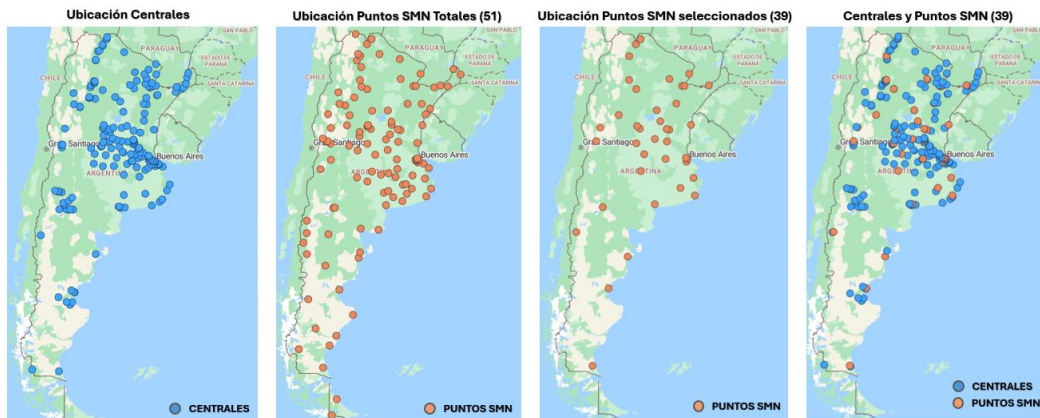


Imagen 8.3_1: Ubicación centrales y puntos del SMN. Relación entre ambos.

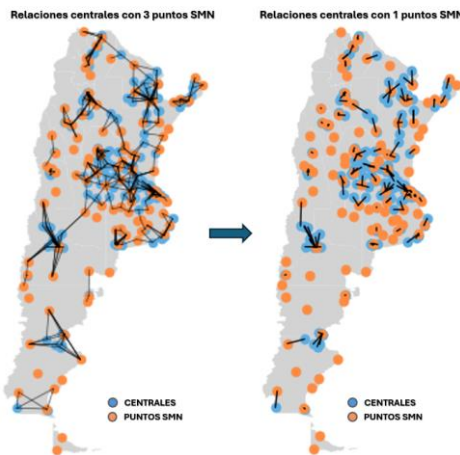


Imagen 8.3_2: Conexiones entre centrales y puntos del SMN. Izquierda: Tres por central. Derecha: Uno por central.

Los valores de las mediciones se obtuvieron de las bases de datos del SMN y se almacenaron en las bases de CAMMESA. Se designaron dos procesos para la descarga de datos desde la página del SMN.

- En primer lugar, un proceso horario de datos no verificados por el SMN descargados a partir de una API con el que se obtienen los valores de las observaciones hora a hora del día anterior. La descarga de los mismos se realiza a las 07:45h.
- En segundo lugar, un proceso diario con el que se obtienen las observaciones del día anterior verificadas por el SMN. Este segundo proceso se ejecuta recién a las 15.30h, ya que el SMN carga este archivo cada día pasado el mediodía.

Teniendo esto en cuenta, se decidió que diariamente se tendrán disponibles los datos de temperatura del día anterior completos en dos instancias, una provisoria a las 07:45h, y otra definitiva a las 15.30h.

Como las mediciones pueden fallar y los datos de uno o varios medidores pueden no estar disponibles, fue necesario desarrollar un proceso que los complete. Para completar los datos de temperatura se implementaron 5 (cinco) métodos de completitud. Además, se asoció una escala de calidad del valor de temperatura que varía de 0 a 5 donde cuanto menor sea este número, mayor será la calidad del valor de temperatura. Es decir que un dato de temperatura con calidad asociada de 0 (cero), será el mejor dato de temperatura que se puede conseguir para dicho tiempo y estación meteorológica.

- ***Calidad 0 (cero) de temperatura: Datos de temperatura del proceso diario***

Estos son los datos descargados a partir del proceso diario, verificados por el SMN. Equivalen a la mayor calidad del dato.

- ***Calidad 1 (uno) de temperatura: Datos de temperatura del proceso horario***

Estos son los datos descargados a partir del proceso horario, que, si bien son puestos a disposición por el SMN, no son verificados.

- ***Calidad 2 (dos) de temperatura: Completitud de datos faltantes de temperatura a partir de interpolaciones simples***

Este método de completitud se utiliza en casos donde existan intervalos de datos faltantes de reducida extensión temporal. Se aplica una interpolación cúbica entre los datos existentes.

- ***Calidad 3 (tres) de temperatura: Completitud de datos faltantes de temperatura a partir de otras estaciones meteorológicas***

Se completan las instancias faltantes a partir de los datos de temperatura registrados en la misma fecha y hora en la estación meteorológica más cercana y mejor correlacionada. Se realiza una corrección por diferencias de altura entre ambas estaciones, y también por la correlación entre ambas.

- ***Calidad 4 (cuatro) de temperatura: Completitud de datos faltantes de temperatura a partir de datos climatológicos de la estación***

Completitud de instancias faltantes a partir de la climatología mensual de temperatura de la estación meteorológica.

- ***Calidad 5 (cinco) de temperatura: Completitud de datos faltantes de temperatura a partir de una interpolación general***

En el caso en que todas las instancias anteriores fallen, se considera aplicar una interpolación polinómica general con tal de evitar tener datos faltantes en la tabla. Este valor indica la menor calidad posible de temperatura dentro del set de datos de temperatura.

8.3.1 Carga de Datos

- Datos diarios provisorios:

El proceso se ejecuta diariamente a las 07:45h. A esta hora no están disponibles los datos definitivos del SMN, se utilizan los datos de descarga horaria que no están verificados, por eso la tabla se considera provisoria.

Cada día se actualizan los datos desde el día anterior a las 01:00h hasta las del día actual a las 00:00h. Por ejemplo, si hoy es el 3/5/2024 a las 07:45h, se cargarán los datos desde el 02/05/2024 a las 01:00h hasta el 03/05/2024 a las 00:00h inclusive.

Estos datos se vuelcan en una tabla de la base de datos KQL, dentro del área de trabajo Modelos Matemáticos de Microsoft Fabric. Contiene las siguientes columnas:

Nombre de columna	Tipo
ESTACION	# Integer
TEMP	# Real
TEMP_quality	# Integer
HUM	# Integer
PNM	# Real
DD	# Integer
FF	# Integer
FECHAHORA	⌚ Date/Time

Imagen 8.3.1_1: Datos de la tabla de la base de datos KQL.

Siendo:

- ESTACION: Número de estación meteorológica.
- TEMP: Valores completos de temperatura.
- TEMP_quality: Calidad del valor de temperatura.
- HUM: Valores de humedad.
- PNM: Valores de presión a nivel del mar.
- DD: Valores de dirección del viento.
- FF: Valores de velocidad del viento.
- FECHAHORA: Fecha y hora (timestamp) de la medición en zona horaria UTC.

Como estos datos de temperatura provienen del proceso de descarga horaria, el mínimo valor de la columna *Temp_quality* será 1.

- Datos diarios verificados:

Este proceso se ejecuta diariamente a las 15:30h. Cada día se actualizan los datos del día anterior entre las 00:00h hasta 23:00h. Por ejemplo, si hoy es el 3/5/2024 a las 15:30h, se cargarán los datos desde el 02/05/2024 a las 00:00h hasta el 02/05/2024 a las 23:00h inclusive.

Estos datos se vuelcan en la tabla de la base de datos KQL, dentro del área de trabajo Modelos Matemáticos de Microsoft Fabric. Contiene las siguientes columnas:

Nombre de columna	Tipo
ESTACION	# Integer
TEMP	# Real
TEMP_quality	# Integer
HUM	# Integer
PNM	# Real
DD	# Integer
FF	# Integer
FECHAHORA	⊙ Date/Time

Imagen 8.3.1_2: Datos de la tabla de la base de datos KQL.

Donde:

- ESTACION: Número de estación meteorológica.
- TEMP: Valores completos de temperatura.
- TEMP_quality: Calidad del valor de temperatura.
- HUM: Valores de humedad.
- PNM: Valores de presión a nivel del mar.
- DD: Valores de dirección del viento.
- FF: Valores de velocidad del viento.
- FECHAHORA: Fecha y hora (timestamp) de la medición en zona horaria UTC.

8.3.2 Ejecución de Procesos

Actualmente ambos procesos se ejecutan en una máquina virtual, y están contenidos dentro de proyectos cargados en Jenkins.

8.3.3 Sincronización de datos Fabric a STEC

El proceso de sincronización consiste en volcar los resultados calculados en Fabric a una tabla en Oracle para luego ejecutar los procesos de negocio del área POSOP.

Las sincronizaciones son procesadas con la aplicación “DataSync” y son ejecutadas mediante la herramienta “Ansible” que permite automatizar y supervisar la tarea.

El origen de datos (Fabric), de solo lectura, es un lakehouse el cual expone un endpoint SQL y admite ser consumido desde un cliente como si fuera una base de datos SQL Server. El destino es una tabla de la base de datos de producción dentro de POSOP (STEC).

El orquestador de la tarea de sincronización (Ansible) es ejecutado dos veces al día:

- 8:00h -> Sincronizaran los valores provisorios del día N-1.
- 16:00h -> Sincronizaran los valores definitivos del día N-1 y la hora 24 del día N-2.

Técnicamente, el sincronizador, buscara en origen el último dato para cada fecha, hora, máquina, combustible y hará un UPSERT en destino (actualiza o inserta según corresponda).

8.3.4 Visualización POSOP

La información esta visible en la base de ORACLE y puede extraerse por medio de Excel y visualizarse a través de graficas en el mismo Excel o utilizando herramientas como QlickView o PowerBI.

8.4 Procedimiento de Cálculo de la PDRh

Para comprender el procedimiento, es fundamental conocer los siguientes parámetros utilizados:

- **PEE:** Potencia efectiva estacional (potencia habilitada de la central). Esta potencia es la determinada luego de realizados los ensayos de habilitación, esta definida para condiciones estándares de presión y temperatura (15°C y 1 atm) y se obtiene una para cada combustible disponible a utilizar por la central. Posteriormente, pueden modificarse con la realización de nuevos ensayos.

En Argentina, las condiciones estándar de presión y temperatura para habilitar y evaluar el rendimiento de un generador eléctrico se basan en parámetros internacionales, como las condiciones ISO (Organización Internacional de Normalización). Estas condiciones son:

- Presión atmosférica estándar: 101,325 kPa (1 atm).
 - Temperatura ambiente estándar: 15°C (288,15 K).
 - Humedad relativa estándar: 60%.
- **PEEBATH:** Potencia efectiva estacional bruta ajustada por la temperatura horaria (tiene en cuenta los servicios auxiliares y las condiciones de sitio donde se encuentra la central). Este valor es el valor de PEE ajustado por la temperatura horaria del sitio donde se ubicada la central. Por lo tanto, se ajusta de forma horaria. No tiene en cuenta la operación real ni las indisponibilidades. Para esto es necesario designar un porcentaje de variación de la potencia con la temperatura. Se puede utilizar la tabla lineal que se utiliza actualmente en el ajuste de la PEE por valores de temperaturas medias históricas, la tabla lineal brindada por el informe de AGEERA o un parámetro calculado a raíz del análisis de la operación real desarrollados en el punto 7 del informe. Los valores de la potencia efectiva estacional en la base se encuentran en condiciones estándares de presión y temperatura (15°C y 1 atm), por lo tanto, hay que llevarlos al valor de temperatura real en función al porcentaje de variación elegido.

El método plantea:

- Utilizar datos de medición horaria de temperatura extraídos del SMN. Pasando de 9 mediciones pertenecientes a CAMMESA, una por región, a 55 puntos de medición horarios distribuidos en el territorio nacional, más dos puntos de medición en Tierra del Fuego. Se optó por incorporar los tres puntos del SMN más cercanos a cada central (55 puntos). Posteriormente, se asignó a cada una de las centrales térmicas convencionales (CC, TG, TV y DI) el punto de medición del SMN más cercano (31 puntos). La finalidad es obtener el valor de temperatura del punto del SMN más próximo a la central. El resto de los puntos se utilizan para cuando haya faltantes de datos y sea necesario un método de completitud. En caso de que uno o más de un punto de medición de temperatura del SMN falle, en primera medida se utilizaran diferentes métodos de completitud. En caso de que, por alguna razón, no ingrese ningún valor de temperatura, el ajuste se puede realizar con el procedimiento actual.

El criterio es obtener los datos horarios de temperaturas en forma diaria para las 24:00h, antes de las 12:00h del día de emisión del parte correspondiente (previo al inicio de los procesos de emisión de parte diario post operativo). Esto permite la revisión de los valores por el control de la operación. En concreto, los datos de las mediciones del día anterior se actualizan en el sistema por primera vez a las 07:45h (provisorio) y por segunda vez a las 15:30h (final).

Los puntos el SMN seleccionados, fueron:

REGIÓN	PUNTO DEL SMN	REGIÓN	PUNTO DEL SMN
GBA	AEROPARQUE AERO	LITORAL	CONCORDIA AERO
	BUENOS AIRES		LABOULAYE AERO
	SAN FERNANDO		MARCOS JUAREZ AERO
AZUL AERO	PARANÁ AERO		
Buenos Aires	BOLIVAR AERO	ROSARIO AERO	SAUCE VIEJO AERO
	DOLORES AERO	SUNCHALES AERO	
	EZEIZA AERO	CORRIENTES AERO	FORMOSA AERO
	JUNIN AERO	FORMOSA AERO	IGUAZÚ AERO
	MAR DEL PLATA AERO	PASO DE LOS LIBRES AERO	PCIA. ROQUE SÁENZ PEÑA AERO
	PILAR OBS.	POSADAS AERO	RECONQUISTA AERO
	TANDIL AERO	RESISTENCIA AERO	
VIEDMA AERO	CERES AERO	CHAMICAL AERO	
COMAHUE	BAHIA BLANCA AERO	COMODORO RIVADAVIA AERO	EL CALAFATE AERO
	BARILLOCHE AERO	EL CALAFATE AERO	ESQUEL AERO
	GENERAL PICO AERO	RÍO GALLEGOS AERO	RÍO GRANDE B.A.
COMAHUE	NEUQUEN AERO		
	SANTA ROSA AERO		
	MENDOZA AERO		
CUYO	MENDOZA OBSERVATORIO		
	SAN JUAN AERO		
	SAN RAFAEL AERO		
CENTRO	CORDOBA AERO		
	CORDOBA OBSERVATORIO		
	RÍO CUARTO AERO		
TIERRA DEL FUEGO	TRELEW AERO		
	USHUAIA AERO		

Imagen 8.4_1: Puntos SMN seleccionados.

La clasificación de cada agente generador por tipo de tecnología y asignación a cada punto de medición del SMN de acuerdo con su ubicación, quedo como se muestra a continuación:

REGIÓN	TIPO DE MÁQUINA	CENTRAL	PUNTO SMN	DISTANCIA [KM]	REGIÓN	TIPO DE MÁQUINA	CENTRAL	PUNTO SMN	DISTANCIA [KM]	REGIÓN	TIPO DE MÁQUINA	CENTRAL	PUNTO SMN	DISTANCIA [KM]
GBA	CC	BSAS	AEROPARQUE AERO	10,3	COMAHUE	DI	ACAJ	NEUQUEN AERO	38,8	NEA	DI	ALEM	POSADAS AERO	121,6
		CSOT	AEROPARQUE AERO	10,3				AREP	POSADAS AERO			121,6		
		OSDO	AEROPARQUE AERO	12,6				BARO	RESISTENCIA AERO			12,6		
		EBAR	EZEIZA AERO	53,4				CASL	ROQUE SÁENZ PEÑA AERO			94,2		
		GBRA	EZEIZA AERO	20,9				CHAB	ROQUE SÁENZ PEÑA AERO			98,1		
		LRIC	EZEIZA AERO	56,8				COBR	CORRIENTES AERO			51,1		
		NPUE	AEROPARQUE AERO	3,1				FOCO	FORMOSA AERO			4,8		
		ABRO	EZEIZA AERO	12,1				GOYO	RECONQUISTA AERO			41,1		
		COGM	AEROPARQUE AERO	10,3				ITAT	CORRIENTES AERO			15,3		
		LPLA	EZEIZA AERO	4,9				JUAR	TARTAGAL AERO			246,9		
		MAGD	EZEIZA AERO	100,9				LEBA	FORMOSA AERO			125,1		
		PIER	PILAR OBS.	8,3				LPLA	CORRIENTES AERO			47,2		
		SM3D	SAN FERNANDO	8,2				PIRA	FORMOSA AERO			103,3		
		SMIG	SAN FERNANDO	8,4				PRNT	CORRIENTES AERO			11,8		
		SYVC	EZEIZA AERO	31,8				PROCO	ROQUE SÁENZ PEÑA AERO			112,9		
DIQU	EZEIZA AERO	55,6		SCMA	RESISTENCIA AERO	102,2								
DSUD	AEROPARQUE AERO	12,6		SPZP	ROQUE SÁENZ PEÑA AERO	4,2								
MAT3	PILAR OBS.	9,1		SPRN	ROQUE SÁENZ PEÑA AERO	42,1								
MATE	PILAR OBS.	9,8		SPYC	CORRIENTES AERO	109,9								
BUENOS AIRES	DI	CSOT	AEROPARQUE AERO	10,3	CUYO	CC	PLA	CORDOBA OBS.	44,2	NOA	DI	ARIP	TUCUMÁN AERO	18,8
		NPUE	AEROPARQUE AERO	3,1				BVAL	MARCOS JUAREZ AERO			58,1		
		PNUE	AEROPARQUE AERO	4,2				DSNE	MARCOS JUAREZ AERO			65,9		
		BRKE	TANQUE AERO	37,6				DRAR	RÍO CUARTO AERO			29,9		
		GBEL	PILAR OBS.	31,8				DRUN	CORDOBA OBS.			3,2		
		ROJO	ROSARIO AERO	75,7				LEVA	LABOULAYE AERO			52,6		
		JAPR	JUNIN AERO	62,1				PRMAR	RÍO CUARTO AERO			39,9		
		BBLM	BAHIA BLANCA AERO	10,8				RTER	CORDOBA OBS.			82,4		
		COLB	JUNIN AERO	79,7				DRFT	CORDOBA OBS.			82,4		
		CSAR	PILAR OBS.	85,6				SPIRA	SUNCHALES AERO			76,7		
		JUNI	JUNIN AERO	3,1				SOES	CORDOBA OBS.			6,1		
		LINC	JUNIN AERO	64,1				DMAR	MARCOS JUAREZ AERO			101,1		
		LOBO	EZEIZA AERO	64,6				TERP	ROSARIO AERO			28,2		
		MIR1	MAR DEL PLATA AERO	40,9				DMB	ROSARIO AERO			31,7		
		REAL	GENERAL PICO AERO	83,9				VOBL	ROSARIO AERO			37,9		
VRAD	GENERAL PICO AERO	109,3		LCER	CERES AERO	8,1								
BRAS	JUNIN AERO	79,7		COGM	ROSARIO AERO	65,4								
BRAS	JUNIN AERO	79,7		LPZP	PARANÁ AERO	142,8								
LUVB	PILAR OBS.	16		CCOM	RECONQUISTA AERO	10,6								
MDAI	DOLORES AERO	102		PER2	ROSARIO AERO	12,1								
MDPA	MAR DEL PLATA AERO	13,4		RAFA	SUNCHALES AERO	33,2								
SAB2	JUNIN AERO	79,3		LABI	LABOULAYE AERO	63,1								
SOLA	BAHIA BLANCA AERO	12,9		SSAL	CONCORDIA AERO	59,8								
VGES	MAR DEL PLATA AERO	91,8		VVAL	PARANÁ AERO	48,9								
ZARA	PILAR OBS.	46,3		TRUD	MARCOS JUAREZ AERO	121,1								
BBLA	BAHIA BLANCA AERO	11,1		ASFP	ROSARIO AERO	74,7								
MDPA	MAR DEL PLATA AERO	13,4		BLVP	SAUCE VIEJO AERO	27,6								
NECO	MAR DEL PLATA AERO	132,9		SNIC	ROSARIO AERO	74,7								
				ESPP	ROSARIO AERO	19,4								

Imagen 8.4_2: Relación centrales y puntos SMN seleccionados.

- El porcentaje de variación por cada °C de la potencia efectiva estacional se define en función a la tecnología y potencia. Se puede utilizar la variación lineal aplicada actualmente para el cálculo de la potencia efectiva estacional ajustada por la temperatura media histórica (PEENATMH).

REDUCCIÓN DE LA POTENCIA POR CADA °C	
TECNOLOGÍA	% VARIACIÓN POR °C
CC	0,5%
TG	0,7%
TV	0,0%
MOTORES	0,5%

También se puede utilizar el cuadro de variación lineal enviado por AGEERA.

REDUCCIÓN DE LA POTENCIA POR CADA °C SEGÚN AGEERA		
TECNOLOGÍA	POTENCIA	% VARIACIÓN POR °C
TV	-	0% a 0,3%
TG	<15 MW	1,1%
	<15 MW y <100 MW	0,7%
	>100 MW	0,5%
CC	>300 MW	0,47%
MOTORES	-	1,6% a 2,0%

O en su defecto, utilizar un porcentaje calculado para cada central, en función a la operación real.

- Se estableció un límite máximo de potencia a reconocer. La condición es que para valores de temperatura mayores a 15°C la potencia disminuye con el porcentaje lineal, pero para valores menores a 15°C, se tiene en cuenta un límite mínimo de temperatura a considerar de -10°C y un aumento máximo del 10% en la potencia disponible.

Se analizaron las curvas potencia vs temperatura de los generadores de las centrales que tienen el mayor porcentaje de variación por °C, las TGs. Para valores de temperatura menores a -10°C, ya no se observan variaciones de potencia. Este valor máximo de potencia representa aproximadamente el 10% de la potencia disponible para la temperatura ISO de 15°C.

Como ejemplo, se muestra a continuación, la curva de potencia disponible en función de la variación de la temperatura para una central TG (SGT-800 turbina de gas industrial SIEMENS).

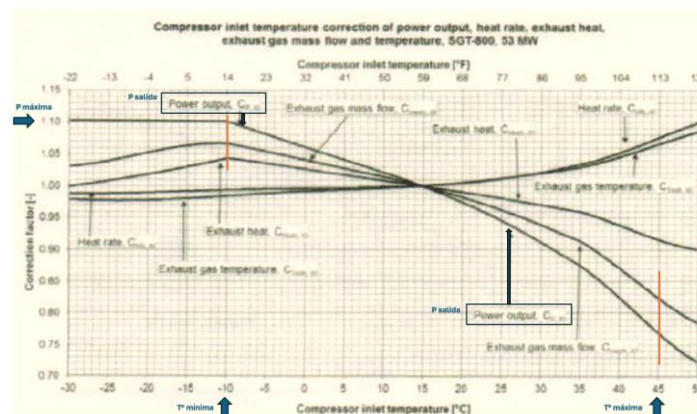


Imagen 8.4_3: Ejemplo curva potencia despachada vs temperatura TG siemens.

- **PEEBATHR:** Potencia efectiva estacional bruta ajustada por la temperatura horaria y considerando la operación real. Tiene en cuenta los servicios auxiliares, las condiciones de sitio donde se encuentra la central y la operación real (estados operativos, indisponibilidades, combustible utilizado, valor SMEC generado, porcentaje de regulación habilitado, entre otras consideraciones). Sería la PEEBATH ajustada a la operación real.

La condición es que el valor de PEEBATH se iguale a la operación real de la central a plena carga (SMEC + RPF habilitado) y al momento de bajar carga o salir de servicio, tome el último valor operado a carga plena, para ajustar los valores hacia adelante, por temperatura horaria. Mientras la central se encuentra a plena carga, se calcula un porcentaje de limitación propia de la central para cada combustible ($\%PA_{tipodecombustible}$), comparando lo generado SMEC más RPF habilitado con la PEE, y a este porcentaje se lo utiliza como parámetro inicial cuando la central baja carga o sale de servicio. El valor de $\%PA_{tipodecombustible}$ se utiliza para seguir la variación con la temperatura cuando la central baja carga. Fuera de servicio o a baja carga, se

relaciona $\%PA_{tipodecombustible}$ con la PEEBATH con el fin de seguir la variación con la temperatura.

El método plantea:

- Con los valores horarios de temperatura de los puntos del SMN, se obtiene a partir de la PEE, la PEEBATH y se utiliza para determinar el máximo de potencia a reconocer en la hora.

$$PEEBATH_h = PEE * \left(1 + \frac{TempSMNh - 15^\circ}{100}\right)$$

- Cada vez que la central se solicita completar a plena carga sin RPF y desde la segunda hora de operación en dicho estado, se establecerá como potencia a reconocer el valor de energía generada.

$$PEEBATHR_h = Egen_h$$
$$PNPC = PEEBATHR_h$$

Siendo:

PNPC: Potencia neta de plena carga.

- Cada vez que la central se solicita completar a plena carga con RPF y desde la segunda hora de operación en dicho estado, se establecerá como potencia a reconocer el valor de energía generada más el porcentaje de RPF habilitado.

$$PNPC = \max(Egen_h; PNPC)$$
$$PEEBATHR_h = \min(Egen_h * (1 + \%RPF_h); PNPC)$$

- Para estos dos estados anteriores se define el porcentaje de potencia alcanzado como el cociente entre la potencia con limitaciones y la PEEBATH.

$$\%PA_{tipodecombustible} = \frac{PEEBATHR_h}{PEEBATH_h}$$

Siendo:

$\%PA_{tipodecombustible}$: Porcentaje de potencia alcanzado en función al tipo de combustible. Hace referencia a limitaciones propias de la central.

- Cuando la máquina se solicite fuera de servicio o en estados intermedios de carga la potencia a reconocer será el de la PEEBATH por el porcentaje de potencia alcanzado ($\%PA_{tipodecombustible}$).

$$PEEBATHR_h = \max(PEEBATH_h * \%PA_{tipodecombustible}; Egen_h)$$

- El proceso se realiza para cada combustible. Algunos generadores declaran diferentes valores de potencia efectiva estacional neta según el tipo de combustible a utilizar durante la operación o el declarado como disponible a utilizar en caso de entrar en servicio. Además, se debe considerar que, durante el período de verano definido como el comprendido entre noviembre y abril, se utilizan generalmente los porcentajes de operación con gas cuando la máquina este fuera de servicio. Por otro lado, en el período de invierno, se utiliza el porcentaje del combustible que supere el costo del CMO horario.
- Siempre que una máquina haya salido f/s indisponible o haya declarado una limitación a la operación durante su despacho, el aumento de disponibilidad de la misma será contra ensayos previamente coordinados con programación

diaria y posteriormente verificados. El sobre costo del ensayo es a cargo del generador. La modificación en estos casos y de otros casos particulares se realiza a través del parámetro PDACOH explicada en los ítems siguientes.

- **PEENATHR:** Potencia efectiva estacional neta ajustada por la temperatura horaria y considerando la operación real. Es la neta, por lo tanto, no tiene en cuenta los servicios auxiliares.

$$PEENATHR_h = PEEBATHR_h * \left(1 - \frac{Cons Auxiliares}{100}\right)$$

- **PBDA:** Potencia bruta declarada SOTR por el agente. Es la capacidad máxima de generación que el generador eléctrico puede ofrecer al sistema en una hora específica, considerando las condiciones operativas y climáticas reales en ese momento. Es un valor que refleja la disponibilidad efectiva del generador y está sujeto a factores técnicos, operativos y climáticos. Depende de las características técnicas del generador y las condiciones ambientales (como temperatura, presión atmosférica y humedad). PBDA para la hora “h” toma el último valor declarado en la hora “h-1”. Por lo tanto, cada declaración durante el transcurso de una hora del día se ve reflejado a la hora siguiente. La declaración debe ajustarse a las variaciones operativas que puedan presentarse hora a hora, como los mantenimientos, indisponibilidades parciales o totales y cambios en las condiciones ambientales. Es importante que la declaración sea precisa, ya que el COC utiliza la potencia disponible declarada para determinar el despacho económico, garantizar la cobertura de la demanda en tiempo real y evaluar la confiabilidad del sistema frente a contingencias. Para citar un ejemplo, si un generador sale de servicio y queda indisponible por mantenimiento entre la hora 7 y 8, carga la novedad de indisponibilidad 07:30h (Pdis=0), el proceso toma para la hora 8, un valor de PBDA igual a cero.
- **PBDCOC:** Potencia bruta declarada SOTR por el COC. De la misma forma que los generadores pueden declarar la potencia disponible horaria, el operador en tiempo real de CAMMESA, puede ingresar novedades al sistema. Tienen el mismo efecto y aplicación que la PBDA. Tal es así, que el valor de potencia disponible declarada que toma el sistema entre la PBDA y la PBDCOC, es la última registrada en la hora y se considera para ajustar la potencia declarada de la siguiente hora (PBD). Se pisan entre sí. Sirve para corregir valores de novedades enviadas por las centrales o modificar el valor de la potencia disponible a criterio del operador del sistema.
- **PBDCO:** Potencia bruta declarada por el Control de la Operación. De la misma forma que los generadores pueden declarar la potencia disponible horaria, el encargado del control de la operación, puede ingresar novedades al sistema el día que realiza el control de lo operado. Tienen el mismo efecto y aplicación que la PBDA y la PBDCOC. Tal es así, que el valor de potencia disponible declarada que toma el sistema entre la PBDA, PBDCOC y la PBDCO es la última registrada en la hora y se considera para ajustar la potencia declarada de la siguiente hora (PBD). Se pisan entre sí. Sirve para corregir valores de novedades enviadas por las centrales o modificar el valor de la potencia disponible a criterios del control de la operación, observando la operación real de la central.
- **PBD:** Es la potencia bruta declarada. Hace referencia a la última declaración de la hora entre la PBDA, la PBDCOC y PBDPOSOP.
- **PBDATH:** Es la potencia bruta declarada ajustada por la temperatura horaria. Los valores de potencia disponible declarada varían en función a las novedades registradas. Se debe considerar que cada vez que este valor varía, es necesario tomarlo como valor inicial para la próxima hora y desde ahí en adelante, ajustarlo por la temperatura. Se supone que lo declarado es lo máximo que puede generar la central con las condiciones de sitio en las que se encuentra. Por lo tanto, en horas donde no hay ingreso de declaraciones,

el ajuste se realiza adecuando el valor declarado con el valor de PEE ya ajustado a la temperatura real. El proceso es que, ante una nueva declaración, se calcula un porcentaje de limitación propia de la central, comparando lo declarado con la PEE, y a este porcentaje (%PD) se lo utiliza como parámetro inicial hacia adelante. Al valor (%PD), se lo hace relacionar con la PEEBATH con el fin de seguir la variación con la temperatura.

- El método plantea:

$$PBDATH_h = PBD_h$$

$$\%PD = \frac{PBD}{PEEBATH_h}$$

$$SI(PBDATH_h = PBDATH_{h-1}) \rightarrow PBDATH_h = PEEBATH_h * \%PD$$

- **PNDATH:** Es la potencia neta declarada ajustada por la temperatura horaria. Sería la PBDATH, sin considera los servicios auxiliares.
- **PDRh:** Es la potencia disponible real a considerar en la hora. Posteriormente, el valor de la PDRh para cada hora se emplea para determinar el promedio mensual, el cual se considera en las transacciones económicas.
- **PDACOH:** Potencia disponible ajustada por el Control de Operación. La idea de considerar este parámetro es que ante casos particulares que sea necesario modificar el valor de la PDRh, para una hora en particular, sea a través de este parámetro. El Control de la Operación, puede ingresar un valor que pise el valor actual para la PDRh para una hora determinada y modifique sus valores hacia adelante. Posterior a la hora modificada, el procedimiento de cálculo de la PDHh se mantiene como provenía anteriormente.
 - **EMAXSMEC:** Es el valor máximo de energía SMEC registrado en la operación real, durante las horas en que la central se encuentra a plena carga con RPF o sin RPF.

La formula de calculo de la potencia disponible real horaria queda es la minima entre la $PEENATHR_h$ y la $PNDATH_h$, salvo que se ingrese un ajuste $PDACOH_h$. En este caso la PDR_h toma el valor de la $PDACOH_h$ para esa hora en particular.

$$\begin{cases} PDR_h = \min(PEENATHR_h; PNDATH_h) & \text{si } PDACOH_h = 0 \\ PDR_h = PDACOH_h & \text{si } PDACOH_h \neq 0 \end{cases}$$

$$PDR_{mensual.m} = Prom (PDR_{h.m})$$

Situación actual:

La situación actual es que el método utilizado se realiza de forma diaria, bajo los criterios del procedimiento mensual, sin modificar el ajuste realizado cuando la central baja carga o sale de servicio. En el mismo, ya se incorporó el hecho de que cuando la central se encuentra a plena carga y pasada una hora de operación en esta condición, la PDR_h se iguala a lo generado SMEC si es que la central no regula o a lo generado SMEC + RPF habilitado, si regula.

Esto genera que cuando la central se encuentre completa, no haya que adicionar registros de $PDACOH_h$. En muchas ocasiones, las centrales operan varios días a carga plena. En estos casos, el Control de la Operación no realiza ajustes, ya que la PDR_h se ajusta automáticamente en función lo operado. Solo se observa que el ajuste de la $PDACOH_h$ se encuentre por encima de la PDR_h , para que no se recorte a menos de lo generado.

A continuación, se muestra un ejemplo del ajuste actual para la central TGMZ1.

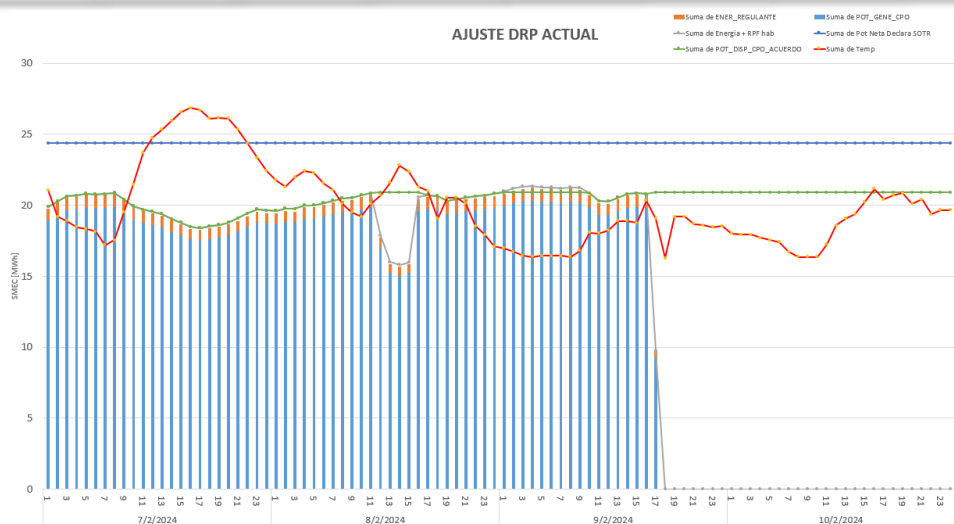


Imagen 8.4_4: Ejemplo ajuste actual.

Se detalla:

Barras en azul: Medición comercial SMEC, proporcional de la hora.

Barras en naranja: Porcentaje de RPF habilitado.

Curva gris: Medición comercial SMEC + RPF acumulada.

Curva azul: Potencia disponible declarada.

Curva roja: Medición horaria de la temperatura realizado por el SMN a través del punto de medición más próximo a la central.

Curva verde: Es la PDR_h .

Desde el día 06/02/2024 al 08/02/2024 a las 11:00h aproximadamente, la central operó completa con RPF. Se observa como la curva verde (PDR_h) se igualó a la gris (medición SMEC + RPF). Lo mismo ocurre de 19:00h del 08/02/2024 a 16:00h del 09/02/2024. El resto de las horas la central baja carga o sale de servicio. Se observa como la curva verde se mantiene constante, igual al valor ajustado ingresado por el Control de la Operación en función al valor alcanzado las horas anteriores al bajar carga o salir de servicio.

8.5 Propuestas a Futuro

En este apartado se presentan los elementos que se prevén incorporar a futuro, con el objetivo de mejorar la precisión en la estimación del impacto de la temperatura sobre el rendimiento de los generadores térmicos. Estas proyecciones incluyen tanto la implementación de nuevas metodologías como la incorporación de factores adicionales que influyen en la operación de los generadores. A continuación, se desarrollan los aspectos fundamentales de esta planificación:

1. Ecuación de por lo menos dos segmentos en función de la temperatura o la utilización de curvas polinómicas: Se plantea ajustar los modelos actuales para incorporar ecuaciones que dividan el comportamiento de los generadores en función de dos o más segmentos de temperatura. Esto permitirá reflejar de manera más precisa las variaciones de potencia bajo diferentes rangos térmicos, considerando posibles no linealidades en el rendimiento. Se muestra un ejemplo de aplicación para la curva potencia vs temperatura de un generador SIEMENS.

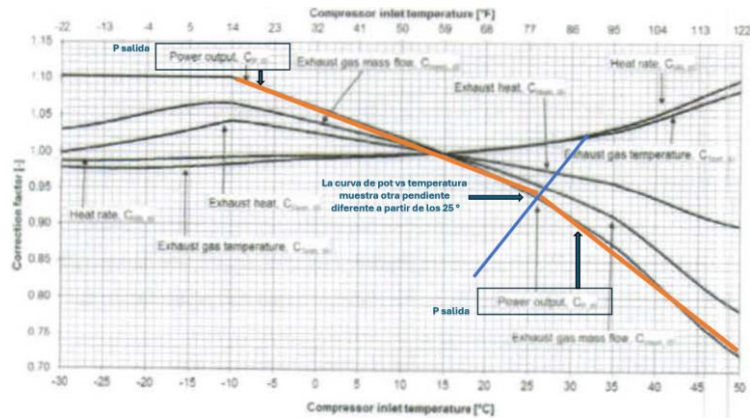
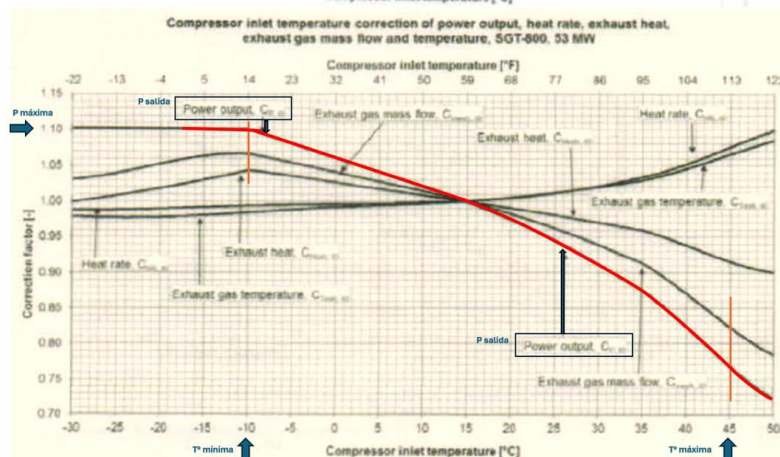
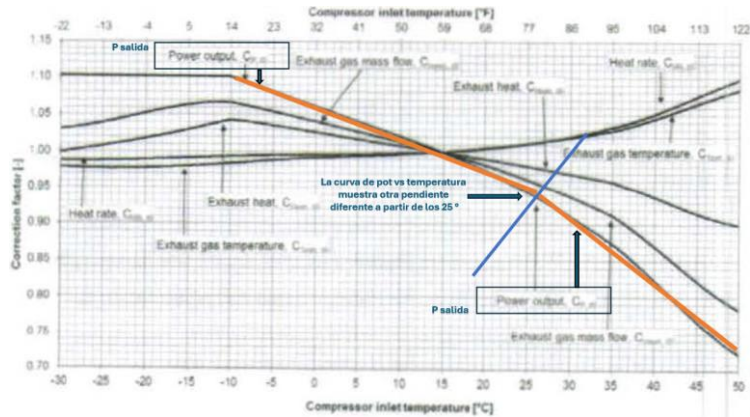


Imagen 8.5_1: Ejemplo reajuste pendiente de variación para temperaturas mayores a 25°C.

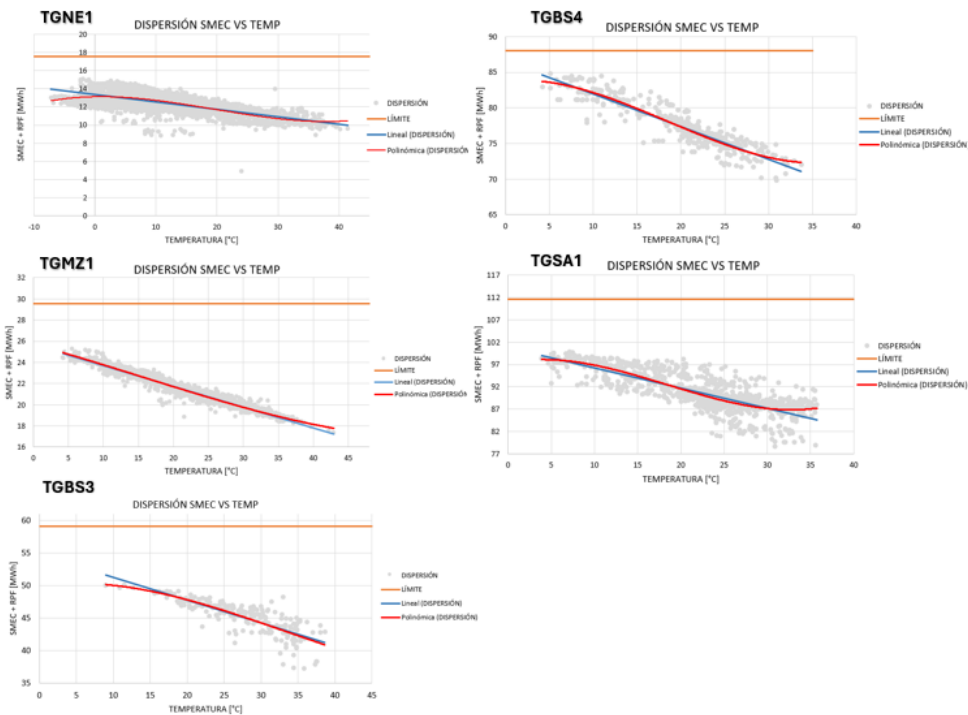
Al analizar las curvas, podría considerarse que un ajuste lineal es adecuado. No obstante, este enfoque podría resultar aun mejor si se utilizan dos pendientes diferentes, ya que la curva del generador SIEMENS no es lineal, sino que más parecido a una curva polinómica o con dos pendientes lineales.



Tras analizar las curvas de dispersión presentadas en el punto 7.1 del informe, se puede pensar que para las centrales de tipo TV y DI alcanza con asumir una única variación lineal. Sin embargo, este enfoque puede no ser apropiado para las TG, cuya respuesta muestra un comportamiento ligeramente no lineal.

Por esta razón, se realizó un análisis de las TG utilizando curvas polinómicas de tercer grado. A continuación, se muestran los resultados obtenidos.

CURVA POLINÓMICA DE 3ER GRADO					
NEMO	TECNOLOGÍA	UBICACIÓN	REGIÓN ELÉCTRICA	POTENCIA CENTRAL [MW]	CURVA POLINÓMICA DE 3ER GRADO
TGNE1	TG	NEUQUÉN	COMAHUE	15	$y = 0.0001x^3 - 0.0063x^2 + 0.0119x + 13.123$
TGMZ1		MENDOZA	CUYO	22	$y = 4 \cdot 10^{-5}x^3 - 0.0019x^2 - 0.1784x + 25.696$
TGBS3		BUENOS AIRES	BAS	50	$y = 0.0002x^3 - 0.0166x^2 + 0.1602x + 49.916$
TGBS4		AIRES	NOA	80	$y = 0.0006x^3 - 0.0347x^2 + 0.1224x + 83.765$
TGSA1		SALTÁ		100	$y = 0.0009x^3 - 0.0523x^2 + 0.3755x + 97.367$



Las curvas de color rojo son las curvas de dispersión calculada con un polinomio de grado 3. Se observa que su comportamiento se adapta a la dispersión de puntos, especialmente en los valores extremos. Podría pensarse como una solución para analizar la variación de la potencia con la temperatura para las TG.

2. Evaluación de puntos con mediciones alternativas: Se prevé analizar los casos donde sea posible establecer más de un punto de medición de temperatura para una misma central, especialmente en aquellos en los que las estaciones meteorológicas estén significativamente alejadas de la planta.
3. Definición de un porcentaje de variación potencia vs temperatura para cada central: A futuro, se deberá calcular el porcentaje de variación lineal potencia vs temperatura para cada central en función a la operación real. Permitirá ajustar el método a cada central en particular.
4. Uso de las temperaturas horarias para la programación y la operación en tiempo real: Las temperaturas obtenidas de los puntos del SMN, podrían ser empleadas tanto para realizar el predespacho como para optimizar la operación en tiempo real.

9 Resultados del Método Propuesto

El resultado de la propuesta es la obtención de valores de potencia disponible real ajustados de forma horaria en función a la temperatura horaria del sitio, las condiciones operativas, y las modificaciones manuales que deba realizarse.

Si comparamos el método actual con el propuesto, se observa como el ultimo considera los efectos de la temperatura en todo momento, sin importar la condición de operación de la central. Por lo tanto, el método propuesto se ajusta más ajustada a la realidad.

Por ejemplo, para la central TGMZ1, si observamos las gráficas del procedimiento actual y el propuesto, podemos detectar las diferencias.

Situación actual:

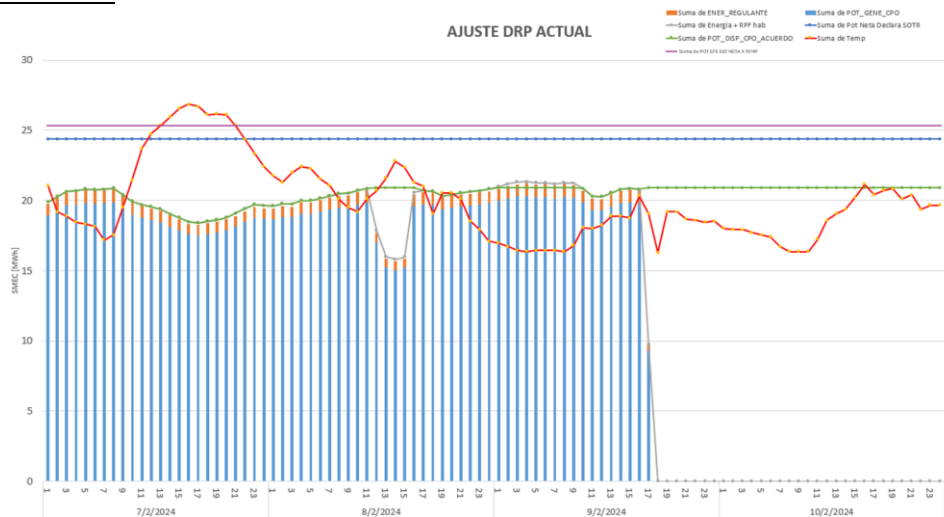


Imagen 8_1: Ajuste actual.

Se detalla:

Barras en azul: Medición comercial SMEC, proporcional de la hora.

Barras en naranja: Porcentaje de RPF habilitado.

Curva gris: Medición comercial SMEC + RPF acumulada.

Curva azul: Potencia disponible declarada.

Curva roja: Medición horaria de la temperatura realizado por el SMN a través del punto de medición más próximo a la central.

Curva verde: Es la PDR_h .

Desde el día 06/02/2024 al 08/02/2024 a las 11:00h aproximadamente, la central operó completa con RPF. Se observa como la curva verde (PDR_h) se igualó a la gris (medición SMEC + RPF). Lo mismo ocurre de 19:00h del 08/02/2024 a 16:00h del 09/02/2024. El resto de las horas la central bajó carga o salió de servicio. Estas horas, se observa como la curva verde se mantuvo constante, igual al valor ajustado ingresado por el Control de la Operación en función al valor alcanzado las horas anteriores a plena carga. Para todas las horas el ajuste realizado es de menor valor que la declarada neta y también menor a la potencia efectiva estacional neta ajustada por temperatura media histórica.

Situación propuesta:

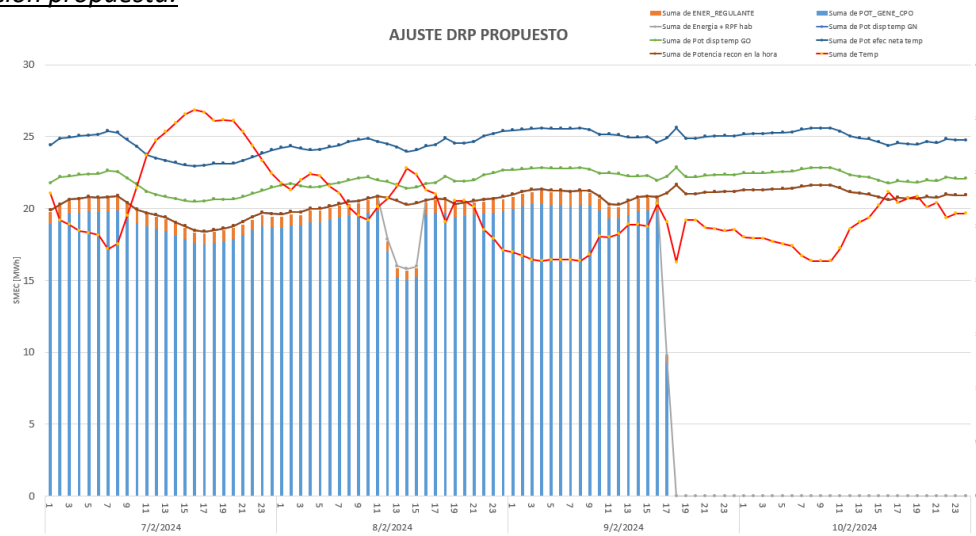


Imagen 8_2: Ajuste propuesto.

Se detalla:

Barras en azul: Medición comercial SMEC, proporcional de la hora.

Barras en naranja: Porcentaje de RPF habilitado.

Curva gris: Medición comercial SMEC + RPF acumulada.

Curva azul: Potencia disponible declarada ajustada por la temperatura.

Curva verde: Ajuste de potencia con combustible GO.

Curva celeste: Ajuste de potencia con combustible GAS.

Curva marrón: Es la PDR_h .

Curva roja: Medición horaria de la temperatura realizado por el SMN a través del punto de medición más próximo a la central.

En este caso, se observa que la curva marrón (PDR_h) se igualó en todo momento a la curva celeste PEENATH con gas - no se ve por estar debajo de la marrón). Como la central operó todo el periodo con GAS, la potencia disponible real horaria se igualó a la ajustada con gas, ya que la misma es menor a la PNDATH.

También se puede percibir que cuando la central bajó carga o salió de servicio la PDR_h ya no es una línea recta, sino que se ajusta a las variaciones de la temperatura.

Se muestra otro ejemplo de cuando la central no se encuentra en servicio en todo el día.

Situación actual:

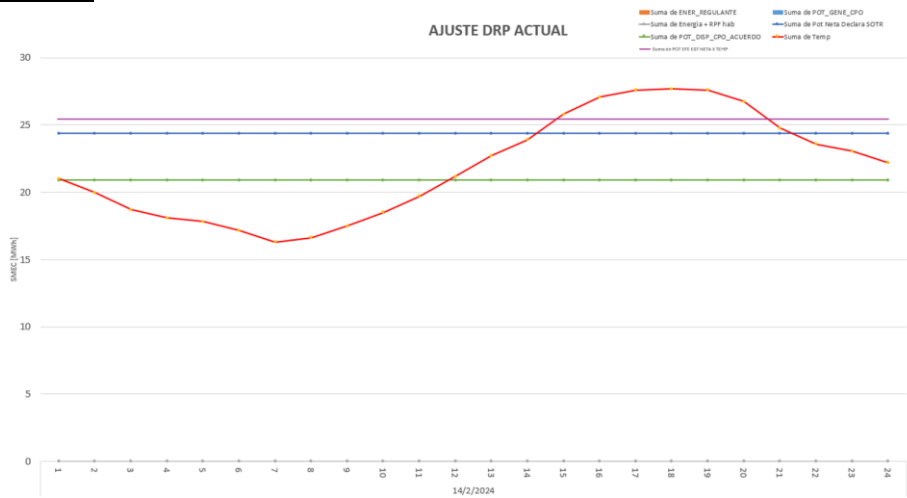


Imagen 8_3: Ajuste actual mientras la central se encuentra F/S.

Situación propuesta:

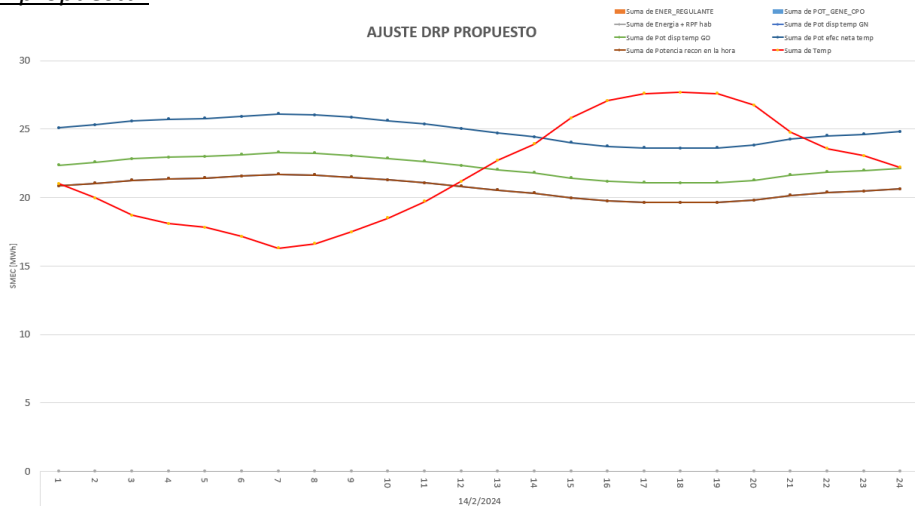


Imagen 8_4: Ajuste propuesto mientras la central se encuentra F/S.

En la situación actual, la PDR_h es un valor constante y no representa la realidad. En cambio, en la situación propuesta, se ve como la potencia disponible real se ajuste a los efectos de las condiciones climáticas.

Casos particulares:

A continuación, se muestra un ejemplo de como varia la PDR_h en función del combustible disponible. Se observa que la central se pide entrar con GAS, realizó la operación con GAS, y al salir de servicio, se declaró disponible con GO. Con líquido, la limitación es menor, por lo tanto, la PDR_h que alcanzó la central con GO es mayor. Esto se ve reflejado en la potencia disponible real.

La curva marron (PDR_h) mientras la central se mantuvo en servicio, se pegó a la ajustada con GAS (curva celeste). En cambio, cuando salió de servicio, se pegó a la disponible con GO (curva verde).

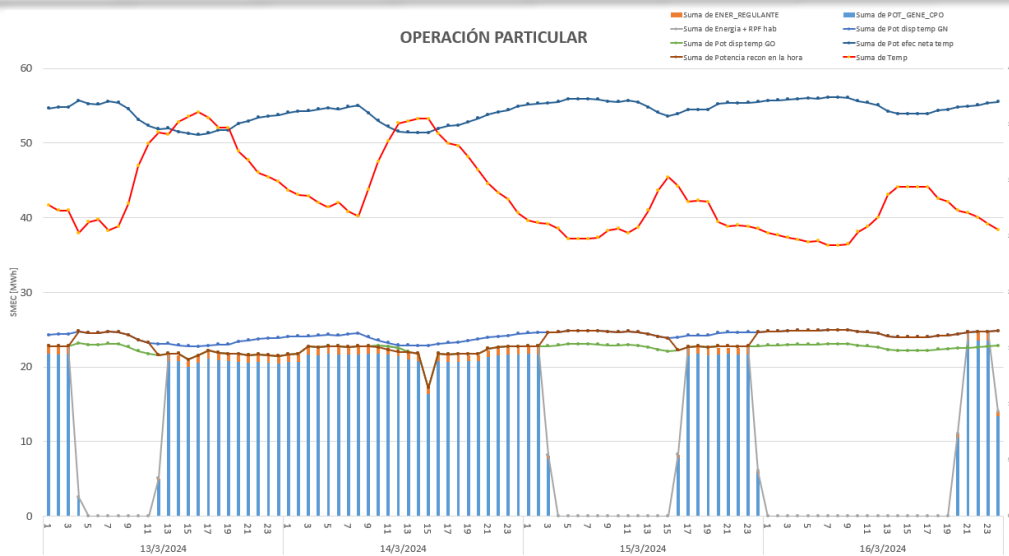


Imagen 8_5: Ajuste propuesto con variación del combustible disponible.

A continuación, se muestra un ejemplo donde se modifica de forma manual el valor de la PEENATH con GN. La central se encontraba disponible con este combustible.

Para las primeras horas del día, se observa que la potencia disponible ajustada con GN se encontraba por encima de la disponible con GO. Se venía reconociendo el valor de la disponible con GN. A la hora 8:00, se ingresó una modificación en el ajuste de la misma (PDACOH), y resultó un valor mayor al valor de la PNDATH, por lo tanto, la disponible real, se copió a esta última. Se observa como la disponible con GN mantuvo el valor modificado y se ajustó por temperatura. A la hora 13, se volvió a ingresar un valor de PDACOH, ahora con un valor mucho menor, por lo tanto la PDR_h copió a la menor que en este caso es la PEENATH con GAS. Esto ocurre hasta que la central entró en servicio por la noche, completó carga con RPF, y los valores se restituyen a lo generado como máximo por la central.

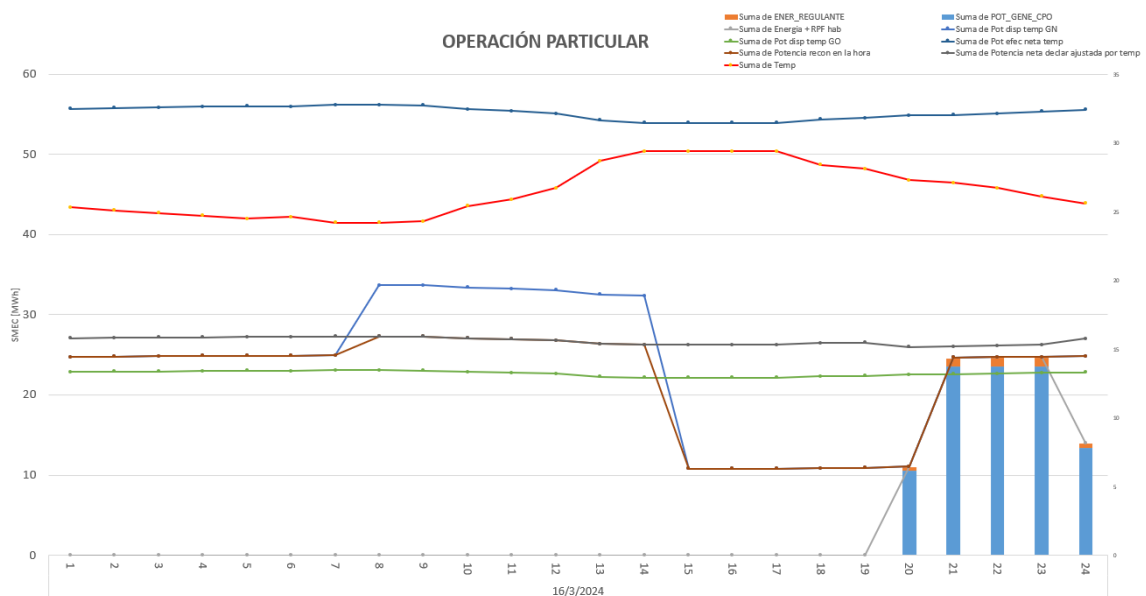


Imagen 8_6: Ajuste propuesto con variaciones manuales la potencia disponible con GAS.

Comparación económica:

En este apartado se muestra como afecta la propuesta en la remuneración de la potencia disponible real cuando se consideran las condiciones climáticas.

Para el ejemplo, se consideran todas las centrales analizadas en el punto 7.1 del informe. El periodo analizado es del 01/12/2023 al 31/03/2024 (Diciembre a Marzo).

Se analizan tres situaciones particulares.

- o La remuneración con el método actual (sin afectación de la temperatura cuando al central baja carga o sale de servicio).
- o La remuneración con la propuesta y los porcentajes utilizados para ajustar la potencia efectiva estacional por la temperatura media histórica.
- o La remuneración con la propuesta y los porcentajes de ajuste calculados en el punto 7.1 del informe.

DATOS CENTRALES	PERIODO	TEMPERATURA MÁXIMA [°C]	TEMPERATURA MÍNIMA [°C]	DIFERENCIA TEMPERATURAS [°C]	POT DISP PROMEDIO MÉTODO ACTUAL [MW]	POT DISP PROMEDIO MÉTODO PROPUESTO (PEEBEATMH) [MW]	% DIFERENCIA CON MÉTODO ACTUAL	POT DISP PROMEDIO MÉTODO ACTUAL [MW]	% DIFERENCIA CON MÉTODO ACTUAL	REMUNERACIÓN POT DISP MÉTODO ACTUAL (\$/MES)	REMUNERACIÓN POT DISP MÉTODO PROPUESTO (PEEBEATMH) (\$/MES)	% DIFERENCIA CON MÉTODO ACTUAL	REMUNERACIÓN POT DISP MÉTODO ACTUAL (\$/MES)	% DIFERENCIA CON MÉTODO ACTUAL	
TGM1	TECNOLOGÍA	TD	DICIEMBRE	36,2	7,4	30,8	11,332	10,531	0,30%	10,531	0,30%	64.925.423,27	60.113.032,79	4,041.820,49	6,041.255,36
	UBICACIÓN	NEUFÉN	ENERO	41,4	11,7	29,7	10,742	10,773	-0,34%	10,773	-0,34%	63.708.721,52	63.983.932,52	-275.211,00	0,435.379,71
	REGIÓN ELÉCTRICA	COMAHUE	FEBRERO	33,0	10,8	22,2	11,599	11,190	3,54%	11,190	3,54%	65.549.802,89	63.230.888,14	2.318.914,74	3,623.779,38
	POTENCIA	IS	MARZO	34,0	4,2	29,8	11,600	11,489	0,95%	11,489	0,95%	64.934.341,55	64.895.140,53	103.201,02	0,157.280,10
VARIACIÓN ANUAL		0,84	COMPLETO	36,2	8,5	27,6	11,323	11,024	2,85%	11,023	2,85%	233.577.488,64	232.965.701,38	6.621.787,26	6.623.623,94
TGM2	TECNOLOGÍA	TD	DICIEMBRE	43,3	11,0	32,3	20,536	20,700	-0,02%	20,613	0,40%	116.958.484,38	116.973.959,37	-15.474,99	116.491.696,38
	UBICACIÓN	NEBUCA	ENERO	39,2	9,5	29,7	10,795	10,213	-2,22%	10,428	-3,38%	108.276.465,43	108.579.280,23	-2.302.814,80	109.762.445,19
	REGIÓN ELÉCTRICA	CUYO	FEBRERO	36,7	9,5	27,2	20,837	20,486	1,02%	20,450	1,20%	116.966.398,82	115.773.404,22	1.192.994,60	1,156.586,09
	POTENCIA	IS	MARZO	34,1	12,3	21,8	21,167	20,951	1,02%	20,935	1,0%	89.716.923,19	88.800.562,09	916.361,10	88.731.050,88
VARIACIÓN ANUAL		0,89	COMPLETO	39,7	24,5	15,2	20,398	20,388	0,0%	20,359	-0,04%	429.889.270,41	430.153.268,51	-274.998,10	430.571.748,93
TGM3	TECNOLOGÍA	TD	DICIEMBRE	37,5	10,5	27,0	43,878	44,089	-0,48%	44,065	-0,43%	247.972.355,49	249.153.686,77	-1.181.331,28	249.026.325,74
	UBICACIÓN	BUEDES ARES	ENERO	35,5	14,9	20,6	45,057	43,585	3,27%	43,564	3,22%	254.633.560,48	246.313.129,41	8.320.431,07	246.191.061,00
	REGIÓN ELÉCTRICA	BA3	FEBRERO	33,9	11,5	22,4	43.190	42,862	0,46%	42,940	0,56%	244.075.723,72	242.802.560,80	1.273.163,91	242.666.596,36
	POTENCIA	IS	MARZO	36,9	11,1	25,8	46.389	46,678	-0,62%	46,663	-0,53%	126.620.067,53	127.842.871,32	-1.222.803,79	127.817.837,09
VARIACIÓN ANUAL		0,66	COMPLETO	37,8	21,1	16,7	44.628	44.333	0,66%	44.368	0,72%	943.305.713,22	936.216.258,30	7.089.456,92	935.887.820,19
TGM4	TECNOLOGÍA	TD	DICIEMBRE	30,0	4,4	25,6	12,529	11,862	1,48%	11,964	1,25%	432.345.751,64	436.111.972,67	-3.766.221,03	438.600.816,62
	UBICACIÓN	BUEDES ARES	ENERO	33,7	7,2	26,5	17.280	16,861	0,80%	16,773	0,68%	436.732.492,34	433.235.459,22	3.497.033,12	433.868.406,50
	REGIÓN ELÉCTRICA	BA3	FEBRERO	33,3	8,8	24,5	16.253	16,652	-0,42%	16,504	-0,28%	431.152.943,64	432.955.719,12	-1.802.775,49	432.348.507,37
	POTENCIA	IS	MARZO	30,1	7,2	22,9	27.599	26,553	2,30%	26,717	2,34%	115.947.653,88	112.545.493,58	3.402.160,30	113.337.564,65
VARIACIÓN ANUAL		0,57	COMPLETO	31,8	6,9	24,9	43.654	42.322	0,85%	42.385	0,75%	1.395.977.848,09	1.384.848.670,77	1.129.177,32	1.386.033.290,13
TGM5	TECNOLOGÍA	TD	DICIEMBRE	41,1	8,2	32,9	89.194	85,885	0,88%	89,175	0,87%	394.363.670,57	390.986.793,41	3.376.877,16	390.326.889,47
	UBICACIÓN	SANTA	ENERO	37,1	8,6	28,5	89.392	89,537	-0,45%	89,431	0,59%	358.947.852,01	358.003.488,55	944.363,46	358.401.026,37
	REGIÓN ELÉCTRICA	INDA	FEBRERO	36,8	16,7	20,1	89.007	89,475	-0,53%	89,343	-0,15%	503.007.724,47	505.649.149,10	-2.641.424,63	503.775.175,05
	POTENCIA	IS	MARZO	34,5	14,2	20,4	86.945	86,859	-0,43%	86,930	-0,37%	395.273.022,08	399.094.707,69	-1.791.685,61	399.360.144,38
VARIACIÓN ANUAL		0,44	COMPLETO	37,4	15,7	21,7	83.780	83,789	-0,04%	83,665	-0,14%	1.771.938.649,90	1.770.704.216,34	1.234.433,56	1.768.469.263,27
TGM6	TECNOLOGÍA	TD	DICIEMBRE	34,8	3,8	31,0	4,729	4,753	-0,42%	4,759	-0,42%	26.781.016,65	26.894.042,35	-113.025,70	26.893.477,82
	UBICACIÓN	BUEDES ARES	ENERO	32,2	3,6	28,6	8,891	8,845	0,78%	8,891	0,78%	33.247.871,54	33.943.211,67	-695.340,13	33.942.091,40
	REGIÓN ELÉCTRICA	BA3	FEBRERO	40,2	9,0	31,2	8,343	8,074	0,84%	8,074	0,84%	46.075.832,39	45.629.282,44	446.549,95	45.629.282,44
	POTENCIA	IS	MARZO	33,1	5,2	27,9	8,570	8,492	0,21%	8,492	0,22%	36.070.804,43	35.994.335,49	76.468,94	35.992.619,25
VARIACIÓN ANUAL		0,64	COMPLETO	36,8	6,8	29,9	13,887	13,582	-1,37%	13,541	-1,24%	700.126.156,80	709.705.708,88	-9.579.552,08	709.742.448,35
TGM7	TECNOLOGÍA	TD	DICIEMBRE	37,1	16,9	20,3	121,75	120,000	0,97%	119,877	1,07%	684.799.225,39	678.514.974,34	6.284.251,05	677.481.957,99
	UBICACIÓN	SANTA	ENERO	36,8	17,1	19,7	119,599	119,298	0,26%	120,205	-0,53%	675.719.257,58	673.953.221,64	1.766.035,94	673.953.221,64
	REGIÓN ELÉCTRICA	INDA	FEBRERO	40,2	14,2	26,0	113,837	113,161	0,74%	114,228	-0,34%	482.437.182,30	482.173.361,82	263.820,48	482.173.361,82
	POTENCIA	IS	MARZO	37,4	15,1	22,3	119,617	119,650	-0,03%	119,332	-0,28%	2.543.118.222,07	2.543.387.288,66	-269.166,59	2.543.724.244,20
VARIACIÓN ANUAL		0,44	COMPLETO	37,4	15,1	22,3	119,617	119,650	-0,03%	119,332	-0,28%	2.543.118.222,07	2.543.387.288,66	-269.166,59	2.543.724.244,20
TGM8	TECNOLOGÍA	TD	DICIEMBRE	35,0	12,2	22,8	14,842	15,018	-1,16%	15,153	-1,30%	63.871.982,35	64.993.180,14	-1.121.197,79	65.161.161,63
	UBICACIÓN	SANITAFE	ENERO	35,2	14,4	20,8	14,008	14,280	-1,96%	14,043	-0,28%	79.150.622,50	80.701.343,33	-1.550.720,84	79.360.298,28
	REGIÓN ELÉCTRICA	LITORAL	FEBRERO	36,0	12,5	23,5	16,010	16,102	-0,58%	16,006	0,02%	90.475.887,76	90.995.734,66	-523.846,90	90.454.382,76
	POTENCIA	IS	MARZO	35,9	12,0	23,9	16,359	16,323	0,18%	16,384	1,02%	69.489.458,62	68.362.586,80	11.126.871,82	67.731.224,77
VARIACIÓN ANUAL		0,07	COMPLETO	36,3	12,8	23,5	15,254	15,362	-0,84%	15,284	-0,28%	321.992.318,66	324.334.282,33	-2.341.963,67	323.124.418,05
TGM9	TECNOLOGÍA	TD	DICIEMBRE	42,4	16,1	26,4	8,166	8,145	0,20%	8,155	0,15%	102.773.115,20	102.564.030,54	209.084,66	102.621.096,82
	UBICACIÓN	JUJUY	ENERO	40,6	17,1	23,5	17,788	17,789	-0,41%	17,765	-0,19%	131.392.384,68	130.735.039,09	657.345,59	130.395.910,38
	REGIÓN ELÉCTRICA	INDA	FEBRERO	41,8	20,4	21,4	18,447	18,447	-1,40%	18,376	-0,38%	102.808.952,74	104.248.677,54	-1.439.724,80	103.847.434,10
	POTENCIA	IS	MARZO	40,0	17,0	23,0	18,537	18,220	-0,35%	18,298	-0,45%	76.895.512,22	77.223.979,01	-328.466,79	77.301.887,89
VARIACIÓN ANUAL		0,20	COMPLETO	41,2	17,6	23,6	18,015	18,151	-0,73%	18,195	-0,64%	381.685.784,71	384.561.703,98	-2.875.919,28	384.185.111,97
TGM10	TECNOLOGÍA	TD	DICIEMBRE	42,4	16,1	26,4	25,678	25,539	0,58%	25,743	-0,25%	145.115.536,83	144.270.160,11	845.376,72	145.483.437,44
	UBICACIÓN	SANTA	ENERO	40,6	17,1	23,5	23,997	23,189	1,39%	23,093	2,14%	132.392.384,68	130.701.352,19	2.691.032,49	130.955.252,16
	REGIÓN ELÉCTRICA	INDA	FEBRERO	41,8	20,4	21,4	21,148	20,791	1,68%	20,876	1,28%	119.511.881,36	117.497.620,43	2.014.260,93	117.979.112,47
	POTENCIA	IS	MARZO	40,0	17,0	23,0	24,540	24,165	1,73%	23,789	3,06%	104.011.647,82	102.209.866,57	1.801.781,25	102.827.695,64
VARIACIÓN ANUAL		0,51	COMPLETO	41,2	17,6	23,6	23,941	23,381	1,42%	23,375	1,54%	501.990.913,28	494.678.899,90	7.312.013,37	494.765.957,11

Resumen periodo completo:

DATOS CENTRAL	PERIODO	TEMPERATURA MÁXIMA [°C]	TEMPERATURA MÍNIMA [°C]	DIFERENCIA TEMPERATURAS [°C]	POT DISP PROMEDIO MÉTODO ACTUAL [MW]	POT DISP PROMEDIO MÉTODO PROPUESTO (PEEBEATMH) [MW]	% DIFERENCIA CON MÉTODO ACTUAL	POT DISP PROMEDIO MÉTODO ACTUAL [MW]	% DIFERENCIA CON MÉTODO ACTUAL	REMUNERACIÓN POT DISP MÉTODO ACTUAL (\$/MES)	REMUNERACIÓN POT DISP MÉTODO PROPUESTO (PEEBEATMH) (\$/MES)	% DIFERENCIA CON MÉTODO ACTUAL	REMUNERACIÓN POT DISP MÉTODO ACTUAL (\$/MES)	% DIFERENCIA CON MÉTODO ACTUAL
TGM1	COMPLETO	38,15	8,25	29,90	11,33275	11,0235	2,65%	11,024	2,65%	239.577.488,64	232.965.701,38	6,621.787,26	232.965.701,38	6,623.623,94
TGM2	COMPLETO	38,725	14,275	24,45	20,3388	20,3388	0,01%	20,359	-0,08%	429.889.270,41	430.153.268,51	-274.998,10	430.571.748,53	713.478,11
TGM3	COMPLETO	37,825	12,125	25,7	44,6288	44,3333	0,66%	44,301	0,72%	943.305.713,22	936.216.258,30	7.089.456,92	935.667.820,19	7.637.893,03
TGM4	COMPLETO	31,775	6,9	24,875	63,4643	62,9653	0,85%	62,9653	0,75%	1.395.977.848,09	1.384.848.570,77	1.129.277,32	1.386.033.290,13	9.934.557,96
TGM5	COMPLETO	37,4	15,725	21,675	83,789775	83,759	0,04%	83,665	0,15%	1.771.938.649,90	1.770.704.216,34	1.234.433,56	1.768.469.263,27	3.529.386,64
TGM6	COMPLETO	36,825	6,9	29,925	7,86415	7,8541	0,42%	7,8539	0,43%	148.115.471,01	147.461.472,55	653.998,46	147.461.472,55	657.813,10
TGM7	COMPLETO	37,4	15,725	21,675	119,617025	119,6497	-0,03%	119,639	-0,28%	2.543.118				

10 Conclusiones

En conclusión, el proyecto permitió analizar la afectación de la temperatura horaria real en el rendimiento de las centrales térmicas, logrando resultados porcentuales similares a los actualmente utilizados, como los propuestos en el informe de AGEERA.

Se logró observar cómo varía la generación despachada con el impacto de la temperatura para diferentes tecnologías y potencias. Por ejemplo, en las turbinas de gas (TGs), las unidades de menor potencia presentan una variación considerablemente mayor en comparación con aquellas de mayor potencia. En el caso de las turbinas de vapor (TVs), las variaciones son pequeñas, aunque no nulas. Por su parte, los motores diésel (DIs) evidenciaron una variación más significativa en las unidades de menor potencia. Estos valores resultaron relevantes para entender la sensibilidad de cada tecnología frente a las condiciones climáticas.

Tras reconocer la problemática actual, se logró desarrollar un ajuste de potencia disponible considerando la operación real, y los efectos de las condiciones de sitio, independientemente del estado operativo de las centrales. Se obtuvo un resultado acorde a lo esperado, comprobándose su correcto funcionamiento y demostrando que el método es ajustable a cada central, lo que permite adaptarse a sus características específicas. Además, reduce significativamente el margen de error en la determinación de la disponibilidad horaria de potencia y elimina la necesidad de realizar ajustes recurrentes, optimizando el proceso. Finalmente, se logró obtener un método más confiable y preciso para determinar la disponibilidad horaria de potencia, incrementando la confiabilidad de los agentes del Mercado Eléctrico Argentino."

El desarrollo del proyecto representó un desafío técnico significativo, ya que implicó la interacción con diversas áreas de CAMMESA, la búsqueda y validación de información, y el abordaje de una problemática técnica compleja. A pesar de las dificultades, se lograron resultados económicos que destacan el impacto de la temperatura en la remuneración de la potencia disponible.

Se concluye que el proyecto es aplicable. Para su implementación será indispensable adoptar medidas que permitan integrar esta metodología de manera eficiente, asegurando su correcta implementación y aceptación en el ámbito operativo. Este trabajo reafirma la importancia de realizar análisis técnicos rigurosos y destaca el valor de aplicar conocimientos teóricos adquiridos durante la formación profesional y académica, para resolver problemáticas reales del sector eléctrico.

11 Bibliografía

Fuentes bibliográficas

- *Díaz, Abigail González. Calderón, Agustín M. Alcaraz. Díaz, María Ortencia González. Aranda, Ángel Méndez. Lucquiaud, Mathieu. Santaló, José Miguel Gonzalez. Effect of the Ambient Conditions on Gas Turbine Combined Cycle Power Plants With Post Combustion CO2 Capture. Journal Homepage:.*
- *Fraile Mora, Jesús. Maquinas Eléctricas (6a. Ed.). Mc Graw Hill.*
- *Pozueta, Miguel Ángel Rodríguez. Potencias, Calentamiento, Rendimiento y Caracterización de las Maquinas Eléctricas. Universidad de Cantabria.*
- *Vázquez, José Ramírez con colaboración de Vidal, D. Lorenzo Beltrán. Centrales Eléctricas. Enciclopedia CEAC de Electricidad.*
- *Veaute, Luis. Generación de Energía Eléctrica. Homo Sapiens Ediciones.*

Fuentes de Cátedra:

- *Alonso, Fernando. Planificación del Sector Eléctrico. Universidad Nacional de Rosario. FCEIA. Generación de Energía Eléctrica.*
- *Alonso, Fernando. Mercado Eléctrico Mayorista. Universidad Nacional de Rosario. FCEIA. Generación de Energía Eléctrica.*
- *Cassín, Marcelo F. Mirable, Juan Pablo. Centrales Termoeléctricas Convencionales. Universidad Nacional de Rosario. FCEIA. Generación de Energía Eléctrica.*
- *Cassín, Marcelo F. Mirable, Juan Pablo. Centrales Termoeléctricas con Turbinas a Vapor. Universidad Nacional de Rosario. FCEIA. Generación de Energía Eléctrica.*
- *Cassín, Marcelo F. Mirable, Juan Pablo. Centrales Termoeléctricas con Turbinas a GAS. Universidad Nacional de Rosario. FCEIA. Generación de Energía Eléctrica.*
- *Cassín, Marcelo F. Mirable, Juan Pablo. Centrales Termoeléctricas con Motores de Combustión Interna. Universidad Nacional de Rosario. FCEIA. Generación de Energía Eléctrica.*
- *Cassín, Marcelo F. Mirable, Juan Pablo. Centrales Termoeléctricas de Ciclo Combinado. Universidad Nacional de Rosario. FCEIA. Generación de Energía Eléctrica.*
- *Cassín, Marcelo F. Mirable, Juan Pablo. Centrales Nucleares. Universidad Nacional de Rosario. FCEIA. Generación de Energía Eléctrica.*
- *Cassín, Marcelo F. Mirable, Juan Pablo. Centrales Hidroeléctricas. Universidad Nacional de Rosario. FCEIA. Generación de Energía Eléctrica.*
- *Cassín, Marcelo F. Mirable, Juan Pablo. Centrales Renovables. Universidad Nacional de Rosario. FCEIA. Generación de Energía Eléctrica.*
- *Cano, José. Cassín, Marcelo. Sistema de Potencia. Capítulo 1 – Características Generales de un Sistema de Potencia Moderno. Universidad Nacional de Rosario. FCEIA. Generación de Energía Eléctrica.*
- *Gallego, Félix. Introducción a los Sistemas de Energía Eléctrica. Universidad Nacional de Rosario. FCEIA. Generación de Energía Eléctrica.*

Fuentes Empresariales:

- *Indicadores Principales MEM – Agosto 2024.*
- *Informe Mensual. Principales Variables del Mes. Agosto 2024.*
- *Los Procedimientos Versión XXVIII. Procedimientos Para la Programación de la Operación el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios.*
- *Mediciones de Temperaturas en el Sistema Eléctrico Nacional.*
- *Procedimiento General del Control de la Operación y Emisión de la Información Post-Operativa. PGTC-CP01.*
- *Ubicación de Sensores de Temperatura.*

Otras Fuentes:

- *Araucaria Energy S.A. Contrato de Demanda Mayorista. C.T. Las Palmas.*
- *Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina – AGEERA. Potencia Máxima con la Temperatura TG y Motores. P-047151.*
- *Secretaría de Energía. Ministerio de Economía Argentina. Lineamientos Para el Desarrollo Integral y Sostenible del Sector Eléctrico al Corto y Mediano Plazo.*
- *Secretaría de Energía. Ministerio de Economía Argentina. Relevamiento Estadístico de Energía Sector Eléctrico.*

12 Anexo

A1 Información Adicional al Marco Teórico

A1.1 Componentes de un Sistema de Potencia

Transmisión de Energía Eléctrica

La transmisión de energía eléctrica se realiza a través de redes de alta tensión, que permiten transportar grandes cantidades de energía a largas distancias con mínimas pérdidas. Su diseño y construcción dependen de factores como la distancia, el terreno y la capacidad requerida.

Algunos elementos que se pueden encontrar son:

- **Transformadores:** Dispositivos que elevan o reducen el voltaje de la energía eléctrica para facilitar su transmisión y distribución. Si las distancias son considerables, resulta necesario instalar transformadores para transmitir en tensiones más elevadas, con la consiguiente reducción de la corriente de circulación, y en consecuencia, de la sección de los conductores.
- **Interruptores:** Equipos que permiten desconectar y conectar secciones de la red para mantenimiento o en caso de fallos.
- **Aisladores:** Materiales que soportan las líneas de transmisión y evitan el contacto con otras estructuras.

En algunos casos, se suele distinguir como transmisión, cuando se trata de equipos de 132kV o más, y subtransmisión para menos de 132 kV, pero esta clasificación depende de las características de los sistemas y no es estricta. La distribución está constituida por la red de 13,2 kV o menos con sus transformadores, y se refiere a la red que recorre las localidades para el suministro en Media y Baja tensión a los consumidores.

- El sistema de transmisión interconecta a todas las centrales de generación principales y a los centros de carga más importantes en el sistema. Esta forma la columna vertebral del sistema de potencia integrado y opera a los mayores niveles de tensión (típicamente, de 230 kV en adelante). Las tensiones de generación usualmente están en el rango de los 11 a los 35 Kv y se elevan hasta el nivel de la tensión de transmisión. La potencia se transmite hasta las subestaciones de transmisión, donde las tensiones se reducen al nivel de subtransmisión (típicamente, de 66 a 132 KV). Los subsistemas de generación y transmisión frecuentemente se refieren como sistema de potencia en bloque.
- El sistema de subtransmisión transmite potencia en pequeñas cantidades desde las subestaciones de transmisión a las subestaciones de distribución. Los grandes clientes industriales generalmente se alimentan desde las instalaciones del sistema de subtransmisión. En algunos sistemas, no existe una clara demarcación entre los circuitos de subtransmisión y transmisión. En la medida que el sistema se expande y se vuelven necesarios mayores niveles de tensión para la transmisión, las viejas líneas de transmisión con frecuencia se relegan a la función de subtransmisión.

Los sistemas eléctricos tienden cada vez más a interconectarse entre sí, utilizando vinculaciones múltiples. El aumento de interconexiones permite aprovechar mejor las instalaciones disponibles, aumentar el factor de carga, es decir, el aprovechamiento de los generadores, priorizar el uso de los más baratos cuando la demanda no es pico, y muchas ventajas más que tienden a mejorar la calidad, seguridad y la economía de la explotación.

En nuestro país se considera transportista a quien, siendo titular de una concesión de transporte de energía eléctrica otorgada bajo el régimen de la presente Ley, es responsable de la

transmisión y transformación a ésta vinculada, desde el punto de entrega de dicha energía por el generador hasta el punto de recepción por el distribuidor o gran usuario según sea el caso (Artículo 7 de la Ley 24.065).

La actividad de transporte de electricidad es un servicio público por tratarse de un monopolio natural, que tiene por objetivo vincular eléctricamente a los generadores con la demanda de energía, ya sea a las distribuidoras o los grandes usuarios. Es decir que no compran ni venden electricidad. En la Argentina, el transporte se realiza en 500 kV, 220 kV y 132 kV a través del SADI, que consiste principalmente en líneas aéreas y subestaciones que cubren aproximadamente el 90% del país.

Los agentes de este sector se agrupan en la Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina (ATEERA).

La Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A. (TRANSENER) es la empresa líder en el servicio público de transporte de energía eléctrica en extra alta tensión en la República Argentina. La red principal del sistema argentino pertenece a Transener, y comprende la red de 500 kV y parte de 220 kV. Por sus características monopólicas de explotación, son reguladas por el Ente Nacional Regulador de Energía. La distribución troncal es realizada por 7 empresas: TRANSBA, DISTROCUYO, TRANSCOMAHUE, EPEN, TRANSNEA, TRANSNOA y TRANSPA.

TIPO	EMPRESA	CANTIDAD
Alta Tensión	TRANSENER	1
Distribución Troncal	TRANSBA, DISTROCUYO, TRANSCOMAHUE, EPEN, TRANSNEA, TRANSNOA, TRANSPA	7
Interconexión Internacional	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (CTM), Transportadora de Energía S.A (TESA)	2
Independiente	TRACOBA (4ª Línea Comahue-Buenos Aires), LIMSA (Mesopotámicas), LITLSA (Litoral), LINSa (Formosa-Monte Quemado), EDESA MEMSP, YACYLEC (Yacyretá-Resistencia), TRANSA (Chubut Sur), INTATL (Interconexión Atlántica), SPSE (Puerto Deseado-Comodoro Rivadavia), SPSE (Esperanza-Calafate), DPE Corrientes, TRANSPORTE LA RIOJA SUR, ENECOR (Paso de los Libres - Corrientes), TRANCU (San Juan)	14*

* Nota: solo se incluyen los TI que operan líneas según la "Base de Datos Eléctricos para la Remuneración del Transporte" de CAMMESA corregida por las Resoluciones ENRE N° 84/85/86/87/88/89/90/21 de 2017. Existen agentes categorizados como TI que operan otro tipo de instalaciones (transformadores, conexiones, shunts, ramales, etc.).

○ Participación según extensión de líneas de TRANSENER y distribuidoras troncales:

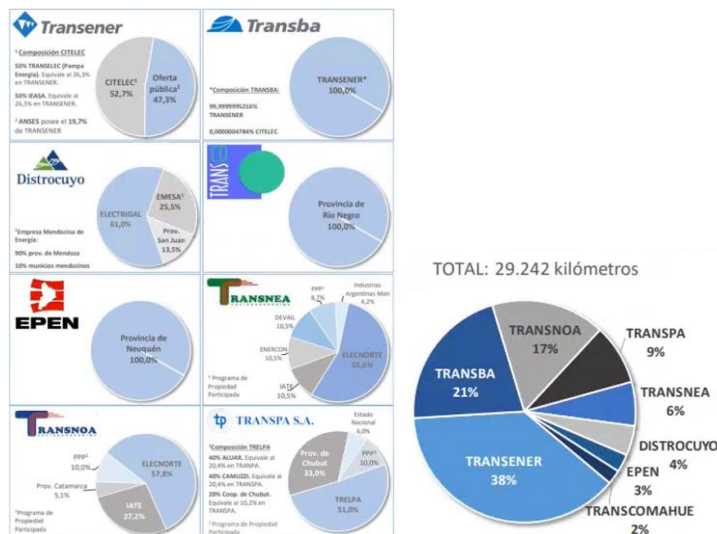


Imagen A1.1_1: Porcentajes de líneas de TRANSENER y distribuidoras troncales.

Distribución de Energía Eléctrica

Se considera distribuidor a quien, dentro de una zona de concesión, es responsable de abastecer a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro de forma independiente. La distribución de energía eléctrica se realiza a través de redes de media y baja tensión que llevan la energía desde las subestaciones de transmisión hasta los consumidores finales. La red de distribución puede tener diferentes configuraciones según la densidad de la población y la demanda energética.

- **Red radial:** Estructura sencilla y económica, adecuada para áreas con baja densidad de población. Las líneas forman un árbol que nace en la fuente de energía. La apertura de una línea lleva consigo, la interrupción de la energía en una o varias cargas.

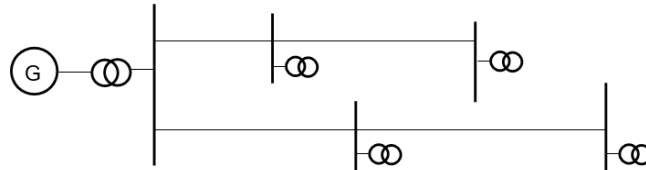


Imagen A1.1_2: Ejemplo red radial.

- **Red en anillo:** Proporciona mayor confiabilidad y flexibilidad, adecuada para áreas urbanas. Ante contingencia de algún tramo, siempre existe un camino posible de alimentación, siempre que los equipos no vean superada su capacidad admisible. Es la forma de operar un sistema de distribución.

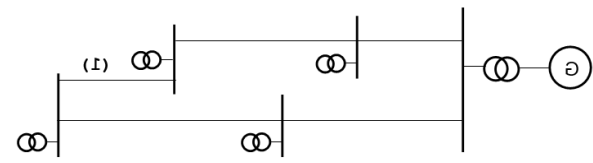


Imagen A1.1_3: Ejemplo red en anillo.

- **Red mallada:** Estructura compleja que ofrece alta confiabilidad y capacidad de gestión de fallos. Cada carga tiene dos o más circuitos de alimentación. Cada carga tiene dos o más circuitos de alimentación.

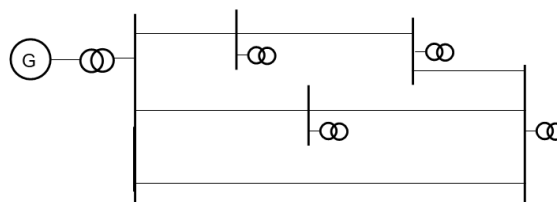


Imagen A1.1_4: Ejemplo red mallada.

Los sistemas de transmisión pueden resultar de mayor complejidad, con múltiples puntos de generación y de características combinadas. En cambio, los sistemas de distribución son radiales o más aún, del tipo anillo, pero operando abierto, o sea, como radial. Toman energía de la red de transporte y de algunos generadores conectados directamente y distribuyen a los consumos residenciales e industrias localizadas en su área de influencia.

Representan la etapa final en la transferencia de potencia hacia los consumidores individuales. La tensión primaria de distribución se encuentra típicamente entre los 4 y los 34,5 kV. Los pequeños consumos industriales se abastecen mediante alimentadores primarios a ese nivel de tensión.

Los alimentadores secundarios de distribución alimentan a clientes residenciales y comerciales en un rango de 120 a 240 V según el país. Las pequeñas plantas generadoras ubicadas cerca de

la demanda están frecuentemente conectadas directamente a los sistemas de subtransmisión o distribución.

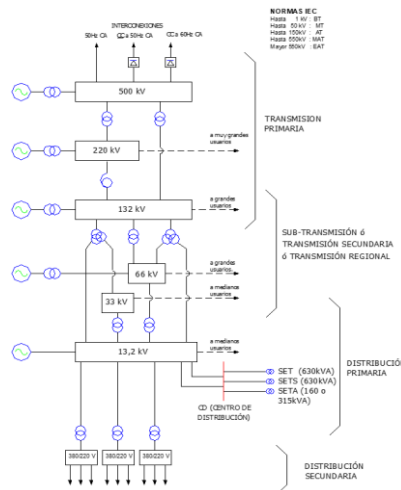


Imagen A1.1_5: Ejemplo red de distribución y transmisión.

En nuestro país, la distribución de energía eléctrica ha sido caracterizada por la ley como un servicio público y un monopolio legal, otorgado por un contrato de concesión en relación con el uso exclusivo de sus redes, pero no en la comercialización, ya que existe la posibilidad de que los usuarios con determinadas características de consumo (denominados Grandes Usuarios) puedan contratar directamente su suministro con los generadores, lo que introduce competencia para el segmento habilitado.

Las concesiones de distribución son otorgadas por los poderes concedentes de cada área, pudiendo ser estas nacionales, como en el caso de EDENOR y EDESUR en el área del Gran Buenos Aires, provinciales, como EDELAP, EDEA, EDES, EDEN en la Provincia de Buenos Aires, EPEC en la Provincia de Córdoba, o municipales, como en las ciudades de Trelew, Comodoro Rivadavia, entre otras.

La remuneración de las distribuidoras se fija por nivel de tensión (kV) de suministro y usuario servido por un plazo de tiempo, al final del cual es recalculada para el siguiente período. A su vez, conforme a los contratos de concesión, las distribuidoras son responsables de satisfacer toda la demanda en su región, enfrentando penalidades económicas de no hacerlo.

La normativa establece que las distribuidoras pueden comprar energía eléctrica a través de un sistema de precios estabilizado (o estacional) y/o a través de contratos en el Mercado a Término (acotado actualmente por la Resolución 370/2022). En relación con el primero, trimestralmente y a partir de las estimaciones realizadas por CAMMESA, la Secretaría de Energía acciona el precio de la energía que regirá para ese período. Este es el precio al que comprarán las empresas distribuidoras en el mercado spot. Las diferencias entre los precios (el spot horario y el estacional) se acumulan en una cuenta especial que se denomina Fondo de Estabilización.

Protección y Control

Los sistemas de protección y control son esenciales para mantener la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico. Incluyen dispositivos como relevadores, electrónica de potencia y elementos de maniobra que detectan y aíslan fallos.

Los avances tecnológicos que surgieron junto con la transmisión de CA, incluyendo desarrollos en el aislamiento, protección y control, son por sí mismos importantes. Los ejemplos siguientes son dignos de mención:

- El aislador de suspensión y los poliméricos.
- El sistema de protecciones de alta velocidad, capaces en la actualidad de detectar corrientes de cortocircuito en menos de un ciclo (0.017 s).
- Interruptores de alta velocidad y extra alta tensión (EHV), capaces de interrumpir corrientes trifásicas de cortocircuito hasta de 63 kA en menos de dos ciclos (0.033 s).
- Reconexión de alta velocidad de las líneas de EHV, lo cual permite un regreso automático al servicio en menos de una fracción de segundo después de que se ha eliminado una falla.
- El pararrayos de EHV, que proporciona protección contra sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas y operaciones de conexión o desconexión de líneas.
- Onda portadora sobre línea de energía, microondas y fibras ópticas como mecanismos de comunicación para la protección, control y medición de las líneas de transmisión.
- El principio de la coordinación de la aislación aplicado al diseño de un sistema de transmisión completo.
- Centros de control de energía con control de supervisión y sistemas de adquisición de datos (SCADA) y con control automático de la generación (AGC) para la supervisión y control de la generación, transmisión y distribución mediante computadora centralizada.
- Características automatizadas en la distribución, incluyendo reconectores e interruptores seccionadores controlados a larga distancia, con capacidad de indicación de fallas junto con la utilización automatizada de mapas/administración de instalaciones (AM/FM) y sistemas de información geográfica (GIS) para tener un rápido aislamiento e identificación de interrupciones del servicio y poder restaurar con rapidez el servicio a los clientes.
- Relevadores digitales capaces de realizar el control de los interruptores, registrar datos, localizar fallas, autocomprobación, llevar a cabo análisis de fallas, interrogación a distancia y supervisión y registro de eventos en protecciones.
- En los generadores rotantes, es importante entre otros controles, controlar la velocidad de las máquinas para tener frecuencia constante a pesar de la variabilidad de la demanda de potencia activa, y la generación de potencia reactiva para tener la tensión dentro de los límites adecuados. Estos parámetros se controlan regulando la entrada de combustible o sea la potencia mecánica del motor y la excitación del generador respectivamente. Este control puede ser manual o en los sistemas complejos y modernos, mediante controladores más o menos automatizados.

Los objetivos del control son dependientes del estado operativo del sistema de potencia. Bajo condiciones normales, el objetivo del control es operar tan eficientemente como sea posible con las tensiones y la frecuencia cerca de sus valores nominales. Cuando se desarrolla una condición anormal, deben satisfacerse nuevos objetivos para restaurar al sistema a la operación normal.

En esta estructura global, tenemos controladores que operan directamente sobre elementos individuales del sistema. En una unidad generadora, estos consisten en los controles de la máquina primaria y los controles de la excitación. Los controles de la máquina primaria están concentrados en la regulación de la velocidad y el control de las variables de la energía suministrada, tales como la presión de caldera, temperaturas y flujos. La función del control de excitación es regular la tensión del generador y la salida de potencia reactiva. Los MW deseados de salida en cada unidad generadora se determinan por el sistema de control de generación. El propósito primario del sistema de control de generación es balancear la generación total del sistema con la demanda del mismo más las pérdidas, de manera que se mantengan la frecuencia deseada y los intercambios de potencia con los sistemas aledaños (flujos de interconexión).

Los controles de transmisión incluyen dispositivos de control sobre la potencia y la tensión, tales como compensadores VAR estáticos, compensadores sincrónicos, capacitores conmutables y reactores, transformadores con cambiadores de topes, transformadores variadores de fase, y sistemas de control de transmisión HVDC.

Por otro lado, las redes están expuestas a perturbaciones de distintos orígenes, por ejemplo:

- Rotura de conductores.
- Contactos entre conductores.
- Descargas atmosféricas.
- Sobretensiones de maniobra.
- Errores de maniobra.

Para minimizar las consecuencias derivadas de estas perturbaciones, se cuentan con dispositivos de maniobra y protección que mencionaremos a continuación:

- Interruptores: Permiten desconectar y conectar circuitos o equipos bajo carga, por necesidades operativas, También son accionados por las protecciones, al detectar fallas, de manera que pueden interrumpir las corrientes de cortocircuito. Deben elegirse adecuadamente en función de los valores que se esperan interrumpir.
- Seccionadores: Los interruptores, por estar altamente exigidos, requieren mantenimiento preventivo y correctivo. Para poder aislarlo, se utilizan los seccionadores. Estos no pueden operarse bajo carga.
- Instrumentos de medición: Permiten vigilar la operación del sistema eléctrico y su seguimiento histórico para análisis de predicción de demandas que permiten planificar para el futuro y planificar la operación diaria y análisis de perturbaciones.
- Protecciones: Ante cortocircuitos, se modifican bruscamente las tensiones y corrientes de la red, especialmente notorias en las proximidades de la falla. Las protecciones detectan estos cambios, y convenientemente calibradas, deciden que interruptor debe ser abierto para aislar la falla, en tiempos muy reducidos de fracciones del segundo.
- Transformadores de corriente y tensión: Tanto las protecciones como los instrumentos de medición, no se conectan directamente al sistema de potencia, sino a través de los transformadores de Intensidad y de Tensión.
- Sistemas de comunicación: Se requieren eficientes sistemas de comunicación entre los distintos puntos del sistema eléctrico para la transmisión de voz, control remoto de equipos de comando, transmisión de datos y operación de protecciones. Generalmente son sistemas de comunicación propios y con el respaldo de sistemas de comunicación público.
- Sistemas centralizados de control: Estos sistemas modernos de control, utilizan recursos informáticos y sistemas de comunicación muy seguros para auxiliar a los operadores de la red en su supervisión y adquisición de datos, tendiente a una mejor prestación del servicio eléctrico ya que permite una mejor operación de las variables y parámetros eléctricos, y acelerar los tiempos de recuperación o restablecimiento del mismo ante contingencias.

Sistemas Interconectados

La interconexión entre prestatarias vecinas usualmente conduce a una mejora en la seguridad del sistema global y a una operación más económica. La mejora en la seguridad resulta de la mutua asistencia ante emergencias que las prestadoras puedan proveerse. La mejora económica resulta a partir de la menor necesidad de capacidad de reserva de generación en cada sistema.

Adicionalmente, la interconexión permite a las prestadoras efectuar transacciones económicas y así tomar ventaja de las fuentes de generación más económicas en cada caso.

Un sistema interconectado tiene muchas ventajas. Una compañía interconectada puede, durante un momento de necesidad (como el disparo repentino de un generador o un aumento en la carga), recurrir a otras reservas de generadores rotativos, manteniendo de esta manera la continuidad del servicio, aumentando la confiabilidad y reduciendo el número total de generadores que necesita mantener funcionando sin carga.

Asimismo, las compañías interconectadas pueden programar transferencias de energía durante los periodos normales para sacar ventaja de las diferencias en los costos de la energía en las áreas respectivas, la diversidad de la carga, las diferencias en las zonas horarias y las condiciones relacionadas con las estaciones del año, ventajas que se pueden dar entre regiones y/o países. Por ejemplo, las compañías cuya generación es principalmente hidroeléctrica pueden suministrar energía a bajo costo durante los periodos de abundancia de agua, en primavera/verano, y pueden recibir energía de la interconexión durante los periodos de escasez de agua, en otoño/invierno. Las interconexiones también permiten compartir la propiedad de unidades generadoras más grandes y eficientes. Al mismo tiempo de compartir los beneficios de la operación interconectada, cada compañía está obligada a ayudar a sus vecinas cuando se encuentren en problemas, para mantener transferencias programadas en intervínculos durante los periodos normales y participar en la regulación de la frecuencia del sistema.

○ Interconexiones existentes en Argentina:

A continuación, se detallan las interconexiones de Argentina con otros países.

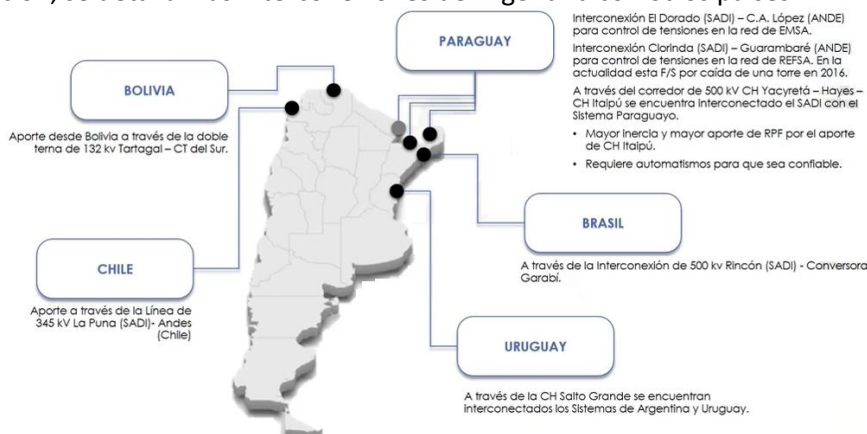


Imagen A1.1_6: Interconexiones con países aledaños.

La interconexión permite el intercambio de energía eléctrica entre países. Esto mejora la seguridad del suministro, optimiza la generación al aprovechar recursos renovables y puede conducir a la reducción de los costos operativos. Además, fomenta la cooperación regional y promueve el desarrollo de un mercado eléctrico más integrado.

La transmisión HVDC provee un enlace asincrónico entre sistemas donde la interconexión en corriente alterna puede resultar impráctica debido a consideraciones sobre la estabilidad del sistema o debido a que las frecuencias nominales de los sistemas son diferentes. En este sentido, entre Argentina y Brasil, se encuentran en funcionamiento dos vínculos de 1000 MW cada uno en la denominada conversora de Garabí, que vincula eléctricamente Rincón de Sta. María (Arg) con Garabí (Bra).

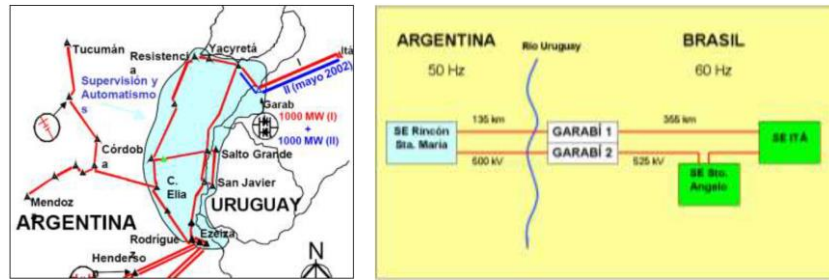


Imagen A1.1_7: Interconexión entre Argentina y Brasil.

Para operar entre generadores en paralelo o con otros sistemas, existen cuatro condiciones que deben cumplirse:

- **Igualdad de secuencia:** Se refiere a que las fases de los generadores deben estar en la misma secuencia (A-B-C, por ejemplo). Esto es crucial para evitar corrientes inversas y daños en el equipo, asegurando que la energía fluya en la misma dirección a través de las cargas conectadas.
- **Igualdad de frecuencia:** Es la condición en la que todos los generadores deben operar a la misma frecuencia antes de conectarse en paralelo. Si un generador tiene una frecuencia diferente, esto puede causar oscilaciones y variaciones de voltaje que podrían dañar los sistemas conectados.
- **Igualdad de los módulos de tensión:** Se refiere a que la magnitud del voltaje de cada generador debe ser la misma antes de la sincronización. Diferencias en la magnitud de la tensión pueden causar corrientes circulantes no deseadas entre los generadores, provocando sobrecalentamientos y posibles fallas.
- **Igualdad de fase:** Significa que el ángulo de fase de la tensión de salida de todos los generadores debe ser idéntico en el momento de la sincronización. Cualquier desalineación en la fase puede resultar en corrientes de choque y daños tanto en los generadores como en la red.

Almacenamiento de Energía

Existen muchos problemas para almacenar electricidad en grandes cantidades. La energía que se puede convertir en electricidad se puede almacenar de diversos modos. El almacenamiento de cualquier naturaleza es, sin embargo, muy costoso, y su economía debe pensarse adecuadamente. Las diversas opciones disponibles son:

- **Almacenaje:** Generalmente se refiere al almacenamiento de energía para su uso posterior, abarcando varias tecnologías como baterías y almacenamiento térmico.
- **Bombeado:** Utiliza energía sobrante para bombear agua a una altura elevada, almacenando energía potencial para generar electricidad cuando se libera.
- **Aire comprimido:** Almacena energía al comprimir aire en cavernas subterráneas, que luego se expande para accionar turbinas y generar electricidad.
- **Calor, gas hidrógeno:** Almacenan energía en forma de calor (almacenamiento térmico) o como gas hidrógeno, que puede ser utilizado en celdas de combustible para generar electricidad.
- **Baterías secundarias:** Son baterías recargables que almacenan energía química, permitiendo múltiples ciclos de carga y descarga.
- **Volantes:** Almacenan energía cinética en un rotor que gira a alta velocidad, liberándola cuando se reduce la velocidad del rotor.
- **Bobinas superconductoras:** Almacenan energía en campos magnéticos generados por corrientes en bobinas superconductoras, sin pérdidas resistivas.

En Argentina, las turbinas de gas se usan normalmente para responder a cargas pico, pero son muy costosas. Una cantidad importante de almacenamiento, capaz de uso instantáneo, sería una mejor manera de responder a tales cargas pico, y hasta ahora, la manera más importante consiste en tener una planta de almacenaje por bombeo, como la central en caverna de Río Grande (760 MW-Córdoba) y los Reyunos (240 MW-Mendoza).

A1.2 Ley N° 24.065

Los lineamientos generales, dentro de los cuales se desenvuelve el sector, están contemplados en la Ley N° 24.065 y sus decretos y resoluciones reglamentarios.

Sus objetivos básicos están fijados en el artículo 2° de la Ley N° 24.065 que se resumen en:

- Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios.
- Promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo.
- Promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalación de transporte y distribución de electricidad.
- Regular las actividades del transporte y la distribución de electricidad, asegurando que las tarifas aplicadas a los servicios sean justas y razonables.
- Incentivar el abastecimiento, transporte, distribución y uso eficiente de la electricidad mediante la fijación de metodologías tarifarias apropiadas.
- Alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible.

Uno de los objetivos principales es lograr que los beneficios derivados de la competencia en el subsector de generación alcancen a los consumidores finales e intermedios a través de menores precios de la energía.

Se hace mención, explícitamente, al aliento de inversiones que aseguren el suministro de largo plazo y que se realicen en producción, transporte y distribución.

A2 Habilitación de los Generadores

La habilitación de un generador eléctrico en Argentina no solo considera las condiciones estándar de presión y temperatura, sino que también evalúa diversas cualidades técnicas y operativas que aseguren su correcto desempeño y cumplimiento de los requisitos del sistema eléctrico. Estas pruebas y verificaciones suelen ser supervisadas por entidades como CAMMESA y deben cumplir con los estándares establecidos en el *Manual de Procedimientos del MEM* o normas internacionales como ISO 8528 (para generadores). Algunas de estas cualidades son:

○ *Prueba de potencia máxima continua:*

Se requiere que el generador opere a su potencia máxima declarada durante un tiempo definido, que puede variar entre 4 y 8 horas continuas, dependiendo del protocolo técnico. Esto asegura que el generador puede mantener su capacidad sin interrupciones ni deterioro significativo.

○ *Estabilidad operativa:*

Durante las pruebas, se verifica la capacidad del generador para mantener parámetros estables, como frecuencia, voltaje y temperatura, bajo diversas condiciones de carga.

○ *Tiempo de respuesta:*

Se mide el tiempo que el generador tarda en alcanzar su potencia máxima desde un estado de inactividad o desde una carga parcial. Esto es crucial en sistemas que requieren rápida respuesta ante demandas variables.

- *Consumo específico de combustible:*
Se evalúa el consumo de combustible (en térmicos) en relación con la energía generada, lo que permite verificar la eficiencia del generador. Este dato es clave para la remuneración y el despacho económico.
- *Emisiones ambientales:*
En térmicos, se verifican los niveles de emisiones de gases contaminantes como CO₂, NO_x y partículas, asegurando que cumplan con las regulaciones ambientales vigentes en Argentina.
- *Integración con la red eléctrica:*
Se comprueba que el generador pueda sincronizarse correctamente con la red eléctrica en términos de frecuencia, tensión y fase, y que pueda operar sin causar inestabilidades en el sistema.
- *Pruebas de seguridad y sistemas auxiliares:*
Se verifica el correcto funcionamiento de sistemas de protección, enfriamiento, lubricación y otros auxiliares críticos para la operación segura del generador.
- *Capacidad de regulación de potencia:*
En generadores que participen en servicios complementarios, como regulación primaria y secundaria de frecuencia, se prueba su capacidad para responder a las señales de regulación automática.

A3 Procedimiento de Cálculo de la Potencia Efectiva Estacional Declarada Neta a Través de la Temperatura Media Histórica.

De acuerdo con la Resolución SE N° 482/2015, el control de la disponibilidad para la generación térmica se realiza según lo expresado en el anexo V de dicha resolución. El control es utilizado en la determinación de la remuneración de los costos fijos de máquinas.

El valor de referencia de la potencia para el cálculo de la disponibilidad mensual y trimestral se ajusta en función de las condiciones típicas de temperatura en el sitio, en base a valores estadísticos mensuales regionales y de las variaciones de potencia por tecnología en función del apartamiento en °C respecto a valores ISO.

I. Entradas:

- Datos de medición diaria de temperatura máxima y mínima de ciudades características de las distintas regiones del país, desde el año 2004 a la fecha, de acuerdo con el Servicio Meteorológico Nacional

	UBICACIÓN	EMPRESA	COORDENADAS GEOGRÁFICAS
GBA	Abasto ⁽¹⁾	TRANSENER	34°58'5.40"S - 58° 9'46.42"O
	Costanera ⁽²⁾	COSTANERA	34°37'28.48"S - 58°20'29.83"O
	Rodriguez	TRANSENER	34°31'44.01"S - 58°55'55.86"O
BUENOS AIRES	Mar del Plata	TRANSBA	37°59'47.30"S - 57°37'7.31"O
	Bahía Blanca	TRANSENER	38°39'20.56"S - 62° 3'16.28"O
	Villa Gesell	TRANSBA	37°14'53.13"S - 56°59'51.16"O
COMAHUE	Cerrito de la Costa ⁽³⁾	TRANSENER	38°43'8.14"S - 68°15'27.45"O
CUYO	Mendoza	TRANSENER	33° 5'49.79"S - 68°34'56.50"O
	San Juan	DISTROCUYO	31°33'7.53"S - 68°34'15.64"O
CENTRO	Malvinas ⁽⁴⁾	TRANSENER	31°20'29.77"S - 63°54'46.06"O
	Almafuerte (Córdoba)	TRANSENER	32°12'23.19"S - 64°19'7.91"O
	Luján (San Luis)	TRANSENER	32°22'8.32"S - 66° 3'56.59"O
LITORAL	Rosario Oeste ⁽⁵⁾	TRANSENER	32°58'8.08"S - 60°46'36.65"O
	Santo Tomé	TRANSENER	31°39'32.04"S - 60°51'42.10"O
	Colonia Elía ⁽⁶⁾	Salto Grande	32°36'4.29"S - 58°17'35.96"O
	San Nicolás	TRANSBA	33°20'54.92"S - 60°12'48.96"O
NEA	Rincón ⁽⁷⁾	TRANSENER	27°29'17.01"S - 56°41'49.23"O
	Resistencia	TRANSENER	27°17'59.43"S - 59° 6'33.30"O
	Formosa	TRANSNEA	26°10'29.04"S - 58°12'33.01"O
NOA	Bracho ⁽⁸⁾	TRANSENER	26°59'38.52"S - 65° 9'56.19"O
	Guemes (Salta)	CT GÜEMES	24°41'19.77"S - 65° 2'36.30"O
PATAGONIA	Trelew	TRANSPA	43°15'17.78"S - 65°20'37.03"O
	Comodoro Rivadavia	TRANSPA	45°48'50.95"S - 67°26'40.01"O

- (1) Sobre ruta 2. Desde CABA 6,5 km antes de la RP 13 hacia Abasto y La Plata.
 (2) Central Costanera, en la Costanera Sur de CABA.
 (3) Desde la ciudad de Neuquén por RP51, 32 km hacia el Norte, más 12 km hacia el SO por camino de ripio.
 (4) Malvinas es el nombre de la estación transformadora donde se encuentra. 3 km al este de Monte Cristo. Localidad situada a 20 km al este de Córdoba capital.
 (5) 3,5 km al norte de Pérez. Localidad a 10 km de Rosario. En el mismo predio están las oficinas de CAMMESA.
 (6) 14 km al sur de Concepción del Uruguay, Entre Ríos.
 (7) En Corrientes, frente a la represa Yacretá.
 (8) Ruta 9, 18 km al sur de la ciudad de Tucumán.

- Valor de referencia de la potencia efectiva neta por máquina, por tipo de combustible, utilizada para el cálculo de la disponibilidad mensual y trimestral.
- Clasificación de cada agente generador por tecnología y por región de acuerdo con su ubicación.
- Tabla reducción de la potencia por tecnología en función del apartamiento en °C respecto a valores ISO de 15 °C.

REDUCCIÓN DE LA POTENCIA POR CADA °C	
TECNOLOGÍA	% VARIACIÓN POR °C
CC	0,5%
TG	0,7%
TV	0,0%
MOTORES	0,5%

II. Salidas:

- Matriz resultante por tecnología, por región y por mes del porcentaje de reducción a afectar a la potencia.
- Base de datos potencia final resultante por máquina, por combustible.

Metodología:

II. a. - Matriz resultante por tecnología, por región y por mes del porcentaje de reducción a afectar a la potencia.

- A partir de las temperaturas máximas y mínimas registradas en forma diaria se calcula la temperatura media diaria como:

$$Temp\ media = \frac{Tem\ max + Temp\ min}{2}$$

- Contando con la temperatura media diaria desde el año 2004 a la fecha (más de 3700 días que forman la muestra) se calcula la temperatura promedio mensual para cada una de las ciudades/regiones.

Ciudad	Región	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Bahía Blanca	BAS												
Mar del Plata	BAS												
Córdoba	CEN												
Neuquén	COMAHUE												
C. Rivadavia	PAT												
Mendoza	CUYO												
SACME	GBA												
Rosario	LIT												
Resistencia	NEA												
San Salvador de Jujuy	NOA												
Salta	NOA												
Catamarca	NOA												
Tucumán	NOA												
La Rioja	NOA												

- Considerando la temperatura de sitio de referencia según ISO de 15°C y tomando una única ciudad para representar a cada región, se armar una matriz región/mes de acuerdo a la diferencia positiva entre la temperatura promedio antes calculada vista y 15 °C.

$$Diferencia\ ^\circ C = \max(Temp\ media - 15^\circ C; 0)$$

Región	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
BAS												
CEN												
COMAHUE												
PAT												
CUYO												
GBA												
LIT												
NEA												
NOA												

- Finalmente, con la matriz recién calculada y según la tabla con los % de ajuste por tecnología en función del apartamiento en °C se obtiene los porcentajes a aplicar a cada máquina según su tecnología y región

$$\%Total\ ajuste\ por\ tecnología = Diferencia\ ^\circ C * \%Ajuste$$

Región	Tecnología	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
BAS	CC												
BAS	TG												
BAS	TV												
BAS	DI												
CEN	CC												
CEN	TG												
CEN	TV												
CEN	DI												
.....												
....												
.....												

II. b. - Matriz resultante por tecnología, por región y por mes del % de reducción a afectar a la potencia.

- De acuerdo a las maquinas que están involucradas en la Resolución SE N° 482/2015 y a su potencia efectiva de referencia se clasifican las maquinas por tecnología y región eléctrica:

MAQUINA	TIPO COMB	Potencia Efectiva	Región	Tecnología

- Finalmente, de acuerdo a los porcentajes de ajuste a afectar a la potencia por región, tecnología y mes, se calcula la potencia final resultante a considerar para el cálculo de la disponibilidad.

$$Potencia Ajustada = Potencia Efectiva * (1 - \%Total\ ajuste\ por\ tecnologia)$$

MES	MAQUINA	TIPO COMB	Potencia Efectiva	Región	Tecnología	Potencia Efectiva Ajustada

13 Agradecimientos

Se agradece profundamente a todas las personas que contribuyeron al desarrollo de este proyecto. Su apoyo, conocimientos y dedicación fueron fundamentales para alcanzar los objetivos planteados.

ESTRUCTURA PROYECTO EMPRESARIAL	
Usuarios Claves	Juan Manuel Romiti
	Luis García
	Paulo Frattin
Patrocinador	Juan Carlos Bechara
PL (Project Leader)	Carlos Wahnish
Equipo Técnico (Desarrollo y Arquitectura de Datos)	Abel Guerrero
	Adrián Tudor
	Alejandro Fernández
	Anibal Benedetto
	Cecilia Ramunno
	Cristian Waimann
	Juan Pablo D'Angelo
Mercedes Rodríguez	
PM (Project Manager)	Pablo Orlandini
	Tatiana Monroy Medina

ESTRUCTURA PROYECTO FINAL DE CARRERA	
Autor	Juan Manuel Romiti
Director Técnico	Paulo Frattini
Tutor	Juan Carlos Bechara
Cátedra Proyectos	Fernando Alonso