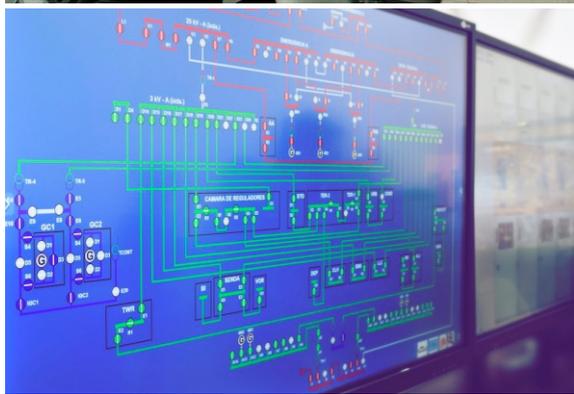


MWh

(MegaWatt-hora)

GENERACIÓN, COMPRA Y VENTA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA REPÚBLICA ARGENTINA



GIANFRANCO LIPPI



FRD.UTN

50
AÑOS

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL
FACULTAD REGIONAL DELTA

edUTecNe



MWh

(MegaWatt-hora)

Generación, compra y venta de la energía
eléctrica en la República Argentina

Gianfranco Lippi

edUTecNe

Buenos Aires, 2023

Lippi, Gianfranco

MWh : generación, compra y venta de la energía eléctrica en la República Argentina / Gianfranco Lippi ; editado por Fernando Cejas. - 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires : edUTecNe, 2023.

Libro digital, PDF

Archivo Digital: descarga y online

ISBN 978-987-8992-12-9

1. Energía. 2. Energía Eléctrica. 3. Abastecimiento de Energía. I. Cejas, Fernando, ed. II. Título.

CDD 338.48

Edición y Diseño: Fernando Cejas



Universidad Tecnológica Nacional – República Argentina

Rector: Ing. Ruben Soro

Vicerector: Ing. Haroldo Avetta

Secretario de Cultura Y Extensión Universitaria: Ing. Federico Olivo Aneiros



Universidad Tecnológica Nacional – Facultad Regional Delta

Decano: Mg. Ing. Miguel Sosa

Vicedecano: Ing. Raúl Retrive



edUTecNe – Editorial de la Universidad Tecnológica Nacional

Coordinador General a cargo: Fernando Cejas

Dirección General: Mg. Claudio Véliz

Dirección de Cultura y Comunicación: Ing. Pablo Lassave

Queda hecho el depósito que marca la Ley Nº 11.723

© edUTecNe, 2023

Sarmiento 440, Piso 6 (C1041AAJ)

Buenos Aires, República Argentina

Publicado Argentina – Published in Argentina



ISBN 978-987-8992-12-9



Reservados todos los derechos. No se permite la reproducción total o parcial de esta obra, ni su incorporación a un sistema informático, ni su transmisión en cualquier forma o por cualquier medio (electrónico, mecánico, fotocopia, grabación u otros) sin autorización previa y por escrito de los titulares del copyright. La infracción de dichos derechos puede constituir un delito contra la propiedad intelectual.

Prólogo

La energía eléctrica ha pasado a ser un servicio esencial para la sociedad a partir de la segunda mitad del siglo XX. De ser un recurso aislado y accesible solo para las más altas clases sociales a principios de siglo, fue expandiéndose desde las grandes ciudades hacia el interior del país. De a poco, con la aparición de nuevos electrodomésticos y equipos de uso industrial, la demanda se ha incrementado de forma exponencial, y las proyecciones actuales demuestran que así continuará siendo. Basta mencionar como ejemplo el desarrollo del auto eléctrico, que reemplazará al tradicional vehículo de combustión interna, para justificar las tendencias que afirman que la demanda de electricidad tendrá ese tipo de crecimiento. Para garantizar la calidad de suministro, la matriz de generación de energía eléctrica deberá entonces acompañar o superar de la misma manera la curva de crecimiento de dicha demanda. Las problemáticas climáticas que tanto preocupan en la actualidad exigen que las nuevas plantas de generación que se incorporen al sistema generen el menor impacto posible al medio ambiente. Esto deberá ser acompañado con la formación de nuevos profesionales orientados en esta temática que puedan satisfacer la demanda de mano de obra especializada para la planificación, construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento, que será necesaria en pocos años más para cumplir con tales exigencias del mercado laboral.

La bibliografía clásica utilizada para la formación de ingenieros, principalmente en la asignatura de generación de la energía eléctrica, han sido pensadas sobre centrales convencionales clásicas de la época, con una mirada puramente técnica, sin considerar en muchos casos, aspectos financieros, operativos y ambientales.

El objetivo del libro es concentrar en un único documento, los conceptos básicos de funcionamiento del mercado eléctrico donde las centrales venden su "producción", los requisitos y reglamentaciones en que se basa su operación, las características y roles de sus participantes, determinación del precio que ellos deben pagar por la energía

demandada y consumida, y finalmente, las características técnicas, económicas, ambientales y operativas que cada tipo de central debe cumplir para poder ingresar y operar en el sistema, incluyendo las centrales convencionales y los nuevos parques de energía renovables.

Los primeros dos capítulos están dedicados al sistema eléctrico argentino, su evolución y desarrollo a lo largo de la historia, considerado necesario para comprender de una mejor manera las características físicas de la red actual y fundamentar los motivos que llevaron a implementar la reforma del marco regulatorio anterior.

El tercer capítulo se concentra en el análisis del mercado eléctrico y marco regulatorio vigente, en el cual se describen las funciones y responsabilidades de los participantes y organismos intervinientes a nivel provincial y nacional. Si bien se explica el mecanismo con el que se obtiene el menor precio horario de la energía, en el capítulo 4 se desarrolla con más profundidad el despacho económico y los costos asociados a la generación.

Del capítulo 6 en adelante se describen cada una de las centrales eléctricas. Aunque se trata de abarcar los conceptos antes mencionados de la manera más completa posible, la información aportada está vinculada con los aspectos relacionados al área eléctrica.

Este libro es el resumen de numerosa bibliografía, artículos y publicaciones, constituido sobre la base de apuntes que fui elaborando como docente de la cátedra de "Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica", que cuenta, además, con el aporte de conocimientos desarrollados en mi corta pero valiosa experiencia laboral en la industria de la generación de energía, el cual tiene como fin facilitar la tarea de aprendizaje a los lectores fascinados como yo en el maravilloso mundo de la energía eléctrica.

Sistema eléctrico argentino..... 1

Evolución y desarrollo..... 21

Mercado eléctrico y marco regulatorio..... 47

Aspectos económicos de la generación..... 87

Ingreso de nuevos generadores al Mercado Eléctrico Mayorista (M.E.M.)..... 117

Centrales termoeléctricas..... 131

Centrales hidroeléctricas..... 215

Centrales nucleares..... 265

Parques eólicos..... 321

Parques fotovoltaicos..... 369

Biogeneración..... 403

Capítulo 1

Sistema eléctrico argentino.

1.1. La energía eléctrica

La energía eléctrica es una fuente de energía secundaria, es decir, es el resultado de una transformación de una fuente de energía primaria y no se encuentra presente en la naturaleza como recurso, sino que es generada a partir de esta. Algunas fuentes primarias se pueden usar en forma directa, como el viento que impulsa una embarcación; otras, después de un proceso de extracción y transformación, como ocurre con el petróleo del cual se extrae el combustible que utilizan los automóviles.

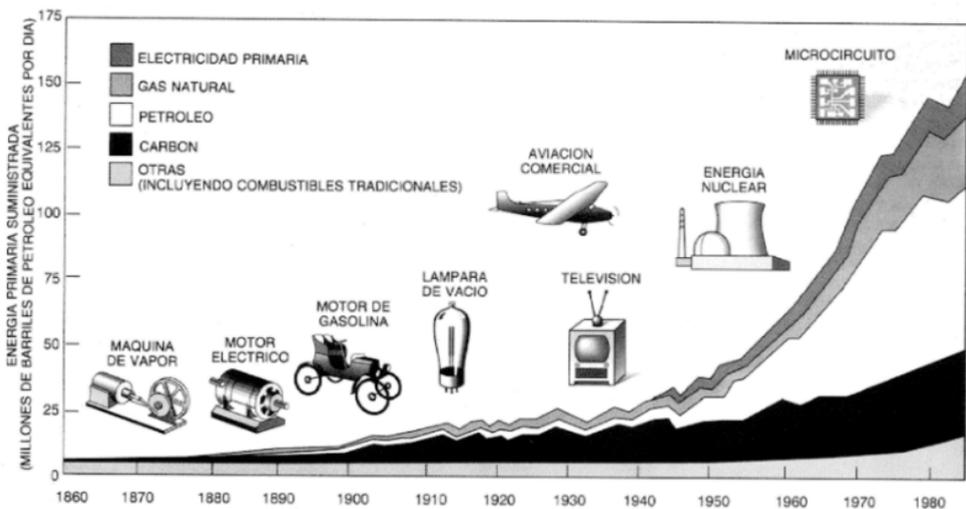


Fig. 1.1. Evolución temporal de consumo de energía primaria por fuente¹.

1

Las fuentes de energía primaria se distinguen por ser recursos naturales como el viento, las radiaciones del sol, el agua en movimiento, el carbón mineral, el uranio, el gas natural, el petróleo, la leña, el bagazo y otros residuos vegetales. La demanda de energía primaria evolucionó de acuerdo al desarrollo tecnológico necesario para su explotación, impulsado por la demanda social de productos para consumo y bienestar, tal como puede apreciarse en la Figura 1.1.

Como el caso de los combustibles líquidos, la energía eléctrica es una de las fuentes secundarias de energía, es decir, requiere de un proceso de transformación para que pueda ser aprovechada. El proceso de transformación depende de la energía primaria que se utilice para generarla, ya que la electricidad puede obtenerse a partir de diversas fuentes primarias de energía. Dicho proceso es producido por las plantas de generación de energía eléctrica conocidas como "Centrales Eléctricas".

Finalmente, la energía eléctrica es destinada a un uso final, que requiere de una instalación eléctrica para su aprovechamiento. La demanda de energía eléctrica es contabilizada y facturada en kilovatio hora (kWh) o megavatio hora (MWh) de acuerdo al tipo de usuario, los cuales suelen clasificarse a modo estadístico en: residenciales, transporte, industriales o grandes usuarios, agropecuarios y comerciales.

La demanda de energía eléctrica ha ido evolucionando de acuerdo a la popularidad y acceso de la sociedad a los consumos eléctricos como iluminación, motores eléctricos y electrodomésticos. Algo que comenzó siendo una novedad y accesible solo para altas clases sociales se transformó en un servicio vital e indispensable para la vida cotidiana.

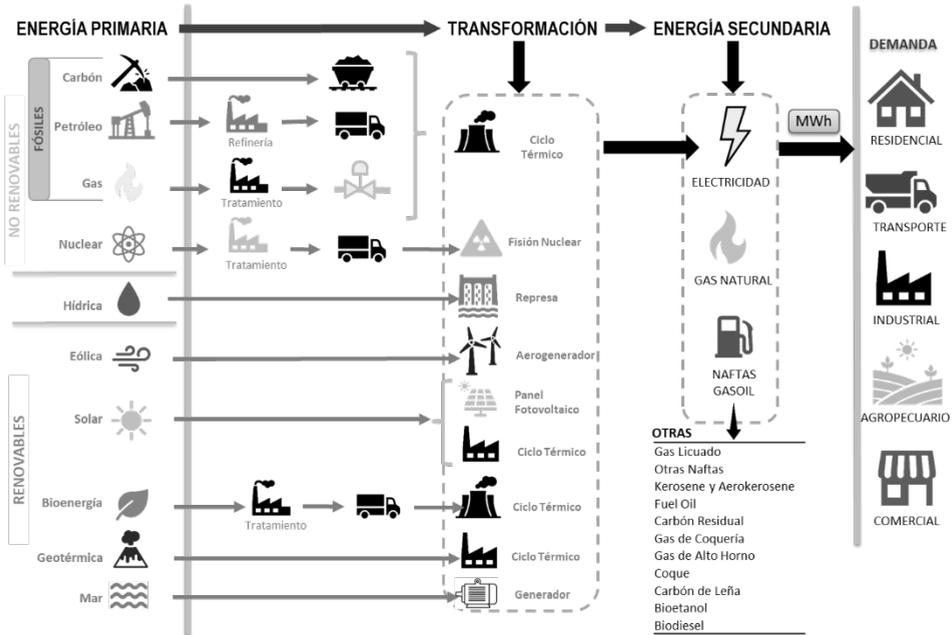


Fig. 1.2. Transformación de energía primaria en energía eléctrica.

1.2. La red eléctrica

Para que la energía eléctrica pueda llegar hasta los usuarios es necesario un enlace eléctrico entre las instalaciones de generación y los puntos donde se demanda. Dichos enlaces pueden ser cables aislados o líneas aéreas.

Los enlaces eléctricos entre los diferentes puntos de generación por medio de líneas eléctricas forman una red de interconexión que de acuerdo con las potencias y tensiones en las que operan se las divide en diferentes sistemas. El sistema de transmisión vincula diferentes nodos de generación, por lo cual, es el que une los puntos más lejanos de la red, transporta las mayores potencias del sistema y, por lo tanto, opera en los niveles más alto de tensión. En el sistema argentino de interconexión (SADI), el sistema de transmisión opera en 50 Hz con tres niveles de tensión, 220 kV, 330 kV y 500 kV, e incluye el equipamiento de compensación, transformación, maniobra, control y comunicación.

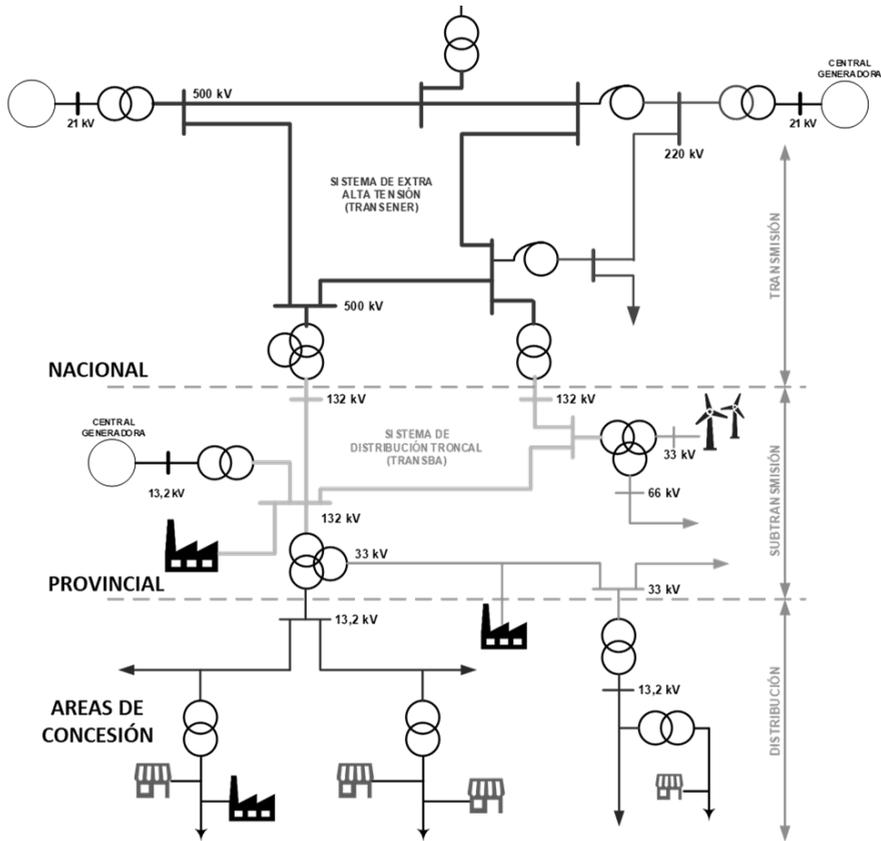


Fig. 1.3. Esquema eléctrico de transmisión y distribución.

La red de menor tensión que vincula las subestaciones de transformación con los usuarios es el sistema de distribución, que a su vez se divide en distribución primaria (media tensión) y distribución secundaria (baja tensión).

Con el fin de poder realizar estudios y análisis sobre el sistema y mercado eléctrico, el sistema argentino de interconexión (SADI) ha sido dividido en nueve regiones eléctricas que agrupan a las diferentes provincias del país, tal como puede verse en la Figura 1.4.

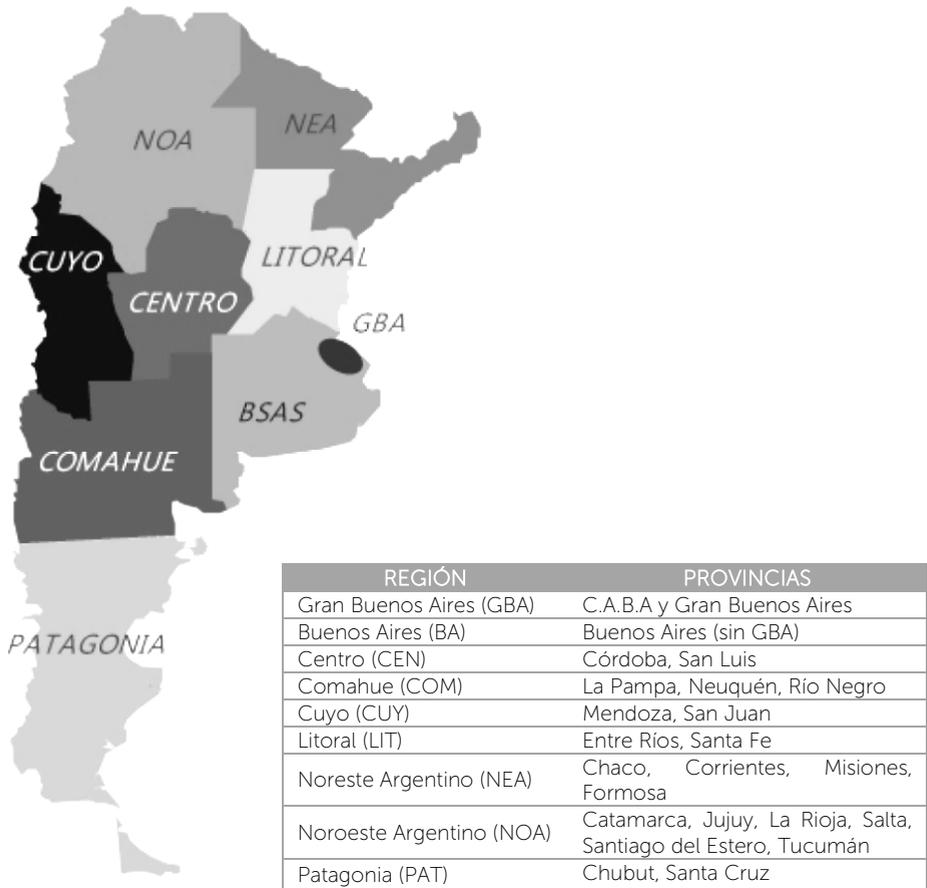


Fig. 1.4. Regiones eléctricas.

1.3. La demanda

Si bien la carga de un sistema puede cuantificarse por medio de los valores de corriente que absorbe, es habitual representarla y analizarla por medio de la potencia activa en kW o MW que demanda durante un intervalo de tiempo determinado (por ejemplo: 15 minutos, un día, una hora, etc.).

La demanda es variable en cada época del año, en cada día del año y, dentro de cada día, es variable para cada hora. Es decir, la principal característica de la demanda de electricidad es su variabilidad con el tiempo. Sin embargo, aunque las variaciones no se pueden predecir de una manera

rigurosa, distan mucho de tener un comportamiento aleatorio. Por el contrario, presentan una regularidad muy notable sobre la base de una serie de ciclos temporales. En definitiva, la demanda total de electricidad no es más que la suma de las potencias demandadas por cada uno de los abonados, y éstos tienen hábitos de consumo que dependen de variables técnicas, ambientales y socioeconómicas.

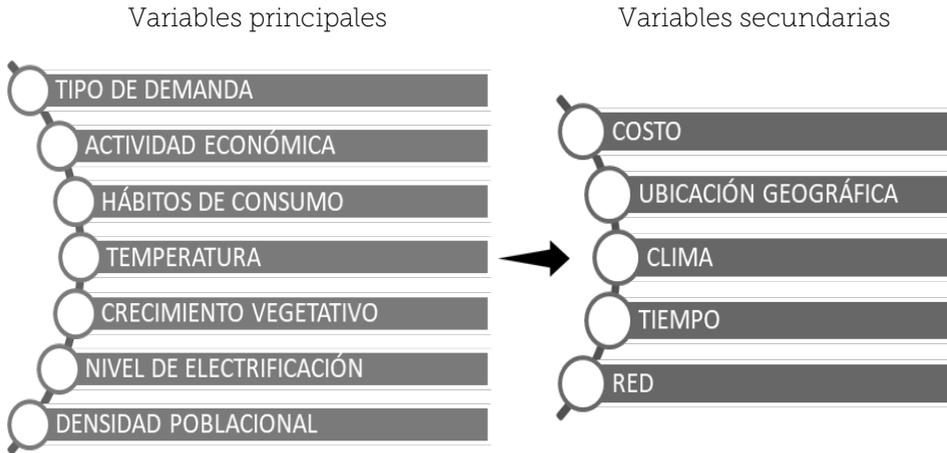


Fig. 1.5. Variables que influyen en la demanda de energía eléctrica.

El consumo de energía eléctrica es sensible a las variaciones de temperatura, al tipo de demanda (residencial o industrial), al grado de electrificación, es decir, al acceso de la población al suministro en determinados lugares y su densidad poblacional. Estos, además, dependen del costo de la energía, de la ubicación geográfica, del tipo de clima y de la calidad de servicio en la red.

La curva de demanda diaria es la gráfica de la potencia máxima en cada intervalo regular de una o media hora durante veinticuatro horas. En el eje de ordenadas se representan las potencias y en abscisas el tiempo. La demanda del conjunto del sistema varía a lo largo del día y en cada estación del año como se muestra en la Figura 1.4, donde se ilustran curvas típicas de invierno y verano del año 2021.

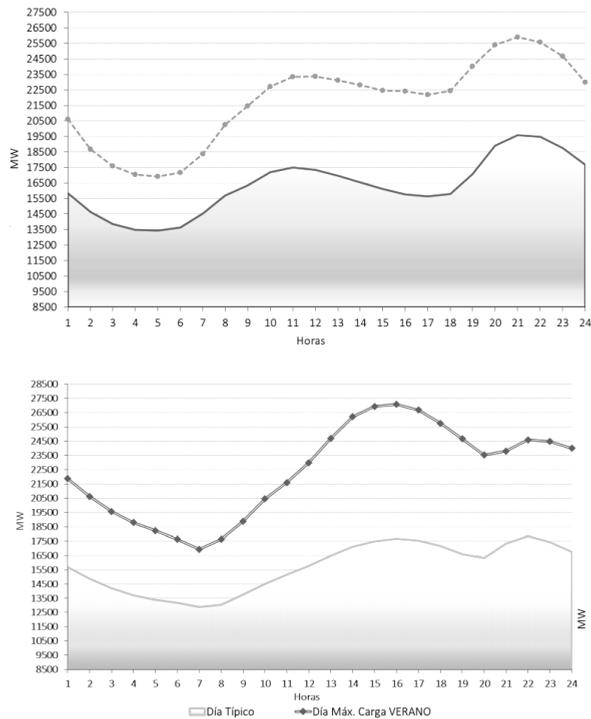


Fig. 1.6. Curvas típicas de demanda diaria, invierno y verano.²

A partir de la curva de demanda diaria, puede definirse un valor mínimo (base) y por encima de este una parte denominada variable. En la Figura 1.7 se ilustra una curva de demanda de energía eléctrica típica, en la cual puede observarse a grandes rasgos la demanda de base y resto (variable).

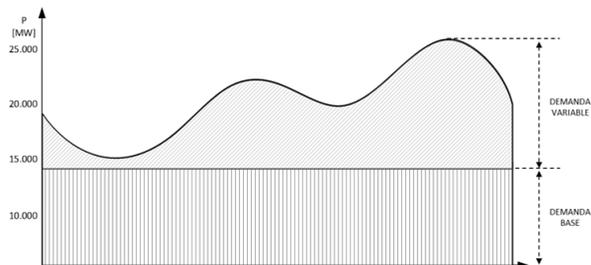


Fig. 1.7. Demanda base y demanda variable durante el día

² Fuente: Informe anual 2021 CAMMESA, <https://cammesaweb.cammesa.com/>

1.3.1 Ubicación geográfica de la demanda

El análisis de la ubicación de la demanda por región permite comprender y evaluar donde se encuentra ubicado el centro de carga de un país. El desplazamiento del centro de carga con respecto a las grandes áreas de generación impacta en el tamaño del sistema de transporte, por lo cual, si se tuviese la oportunidad de ubicar voluntariamente el centro de carga seguramente se lo situaría muy cercano a las áreas generadoras.

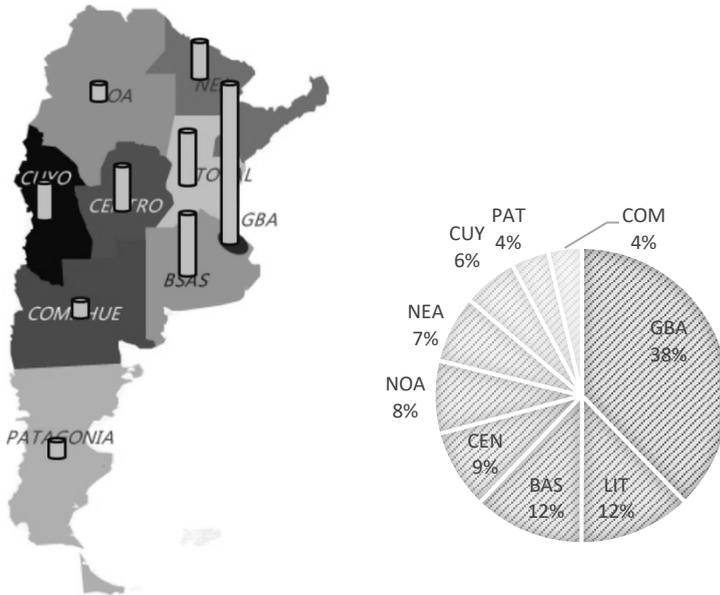


Fig. 1.8. Ubicación geográfica de la demanda por regiones³

El Gran Buenos Aires se queda con cerca del 38% de la demanda total, cuando su población es de aproximadamente un 30% y su territorio apenas un 0,5% del total del país. La provincia de Buenos Aires representa un 12% de la demanda, con lo cual, si se suman ambas regiones se obtiene el 50 % del total. Esto define un sistema muy concentrado en la región central del país.

1.3.2 Clasificación de la demanda

Los análisis más detallados del comportamiento de la demanda eléctrica y de sensibilidad de variables socioeconómicas sobre el consumo

³ Fuente: Informe anual 2021 CAMMESA, <https://cammesaweb.cammesa.com/>

energético se realiza segmentando la demanda neta en tres grupos: Residencial, Comercial e Industrial. Cada grupo es más sensible a cierto tipo de variables que se mencionaron anteriormente con respecto al otro, por ejemplo, la temperatura tiene mayor impacto en la demanda residencial.

La demanda Residencial incluye a la demanda de Distribuidores clasificada como: residencial total y electrodependientes, este grupo tiene un consumo pico menor a 10 kW. El grupo comercial (o intermedios) incluye a usuarios cuya potencia máxima demandada está comprendida entre 10 kW y 300 kW, y energía bimestral menor a 300 kWh. La demanda Industrial es aquella cuya energía consumida es mayor a 300 kWh y su potencia máxima supera los 30 kW.

Como puede verse en la Figura 1.9, en el año 2021 la demanda residencial representó el 46% de la demanda total del sistema contra un 27% de participación de demanda comercial y un 27% de gran demanda.

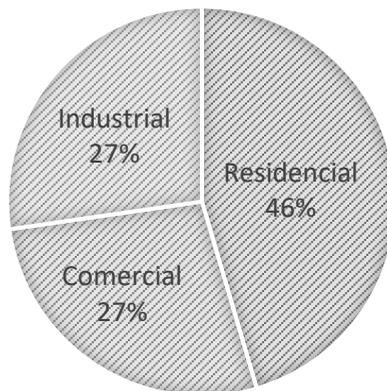


Fig. 1.9. Demanda por tipo de consumo en el año 2021⁴

Como se mencionó anteriormente, este tipo de clasificación permite análisis más detallado del consumo eléctrico. En la Figura 1.10 puede verse claramente el impacto del aislamiento social preventivo y obligatorio por la pandemia COVID-19 a partir del año 2020 donde se evidencia una marcada disminución de la demanda industrial.

⁴ Fuente: Informe anual 2021 CAMMESA, <https://cammesaweb.cammesa.com/>

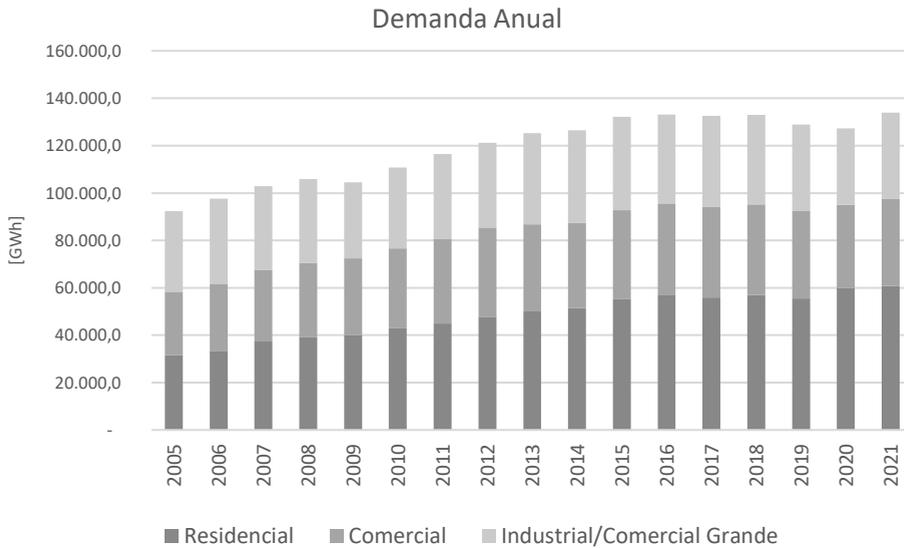


Fig. 1.10. Demanda por tipo de consumo⁵

1.4. Generación de la energía eléctrica

Tal como se describió en el punto 1.1, la energía eléctrica es una fuente de energía secundaria, producto de una transformación de algún tipo de energía disponible en la naturaleza. En las centrales eléctricas, esta energía primaria sufre una transformación intermedia a fin de obtener la energía mecánica de rotación que requiera el generador eléctrico para producir electricidad.

En las centrales eléctricas convencionales, como ser las hidroeléctricas y termoeléctricas, el generador eléctrico es una máquina síncrona (alternador) de 50 o 60 Hz y tensiones nominales entre 10 kV y 25 kV.

Las centrales eléctricas se clasifican de acuerdo con la fuente de energía primaria que utilicen, como se indica en la Tabla 1.1.

⁵ Fuente: Informe anual 2021 CAMMESA, <https://cammesaweb.cammesa.com/>

Tabla 1.1. Clasificación de las centrales eléctricas

| Grupo | Energía primaria | Maquina motriz | Generador eléctrico | Denominación |
|----------------|-------------------|--------------------|---------------------|------------------------|
| Hidráulicas | Corriente de agua | Turbina hidráulica | Alternador | Hidroeléctrica(HID) |
| Térmicas | Hidrocarburo | Turbina de vapor | Alternador | Turbina de vapor (TV) |
| | | Turbina de gas | Alternador | Turbina de gas (TG) |
| | | Motor diésel | Alternador | Diesel (DI) |
| Nuclear | Uranio | Turbina de vapor | Alternador | Nuclear (NU) |
| Renovables | Sol | - | Célula fotovoltaica | Fotovoltaica (FV) |
| | | Turbina de vapor | Alternador | Termosolar (TS) |
| | Viento | Turbina de aire | Generador de ca/cc | Eólica (EO) |
| | Mar | - | Generador de ca/cc | Mareomotriz undimotriz |
| | Geotérmica | Turbina de vapor | Alternador | Geotermica |
| | Biomasa | Turbina de vapor | Alternador | Biomasa (BM) |
| | Biogás | Motor diésel | Alternador | Biogás (BG) |
| Turbina de gas | | Alternador | | |

La suma de las potencias nominales de los grupos generadores que componen el parque de producción define la potencia instalada del sistema. El sistema argentino tiene una potencia instalada, a diciembre de 2021, de 42991 MW. En la Figura 1.11 puede observarse la distribución geográfica de dicho valor por tecnología y región.

El Gran Buenos Aires junto con la provincia de Buenos Aires y Litoral suman el 48% de la potencia instalada total del país. Esto responde al hecho ideal de situar a la generación lo más cerca posible de la demanda, y esta, como se vio en el punto 1.1, se encuentra en estas mismas regiones.

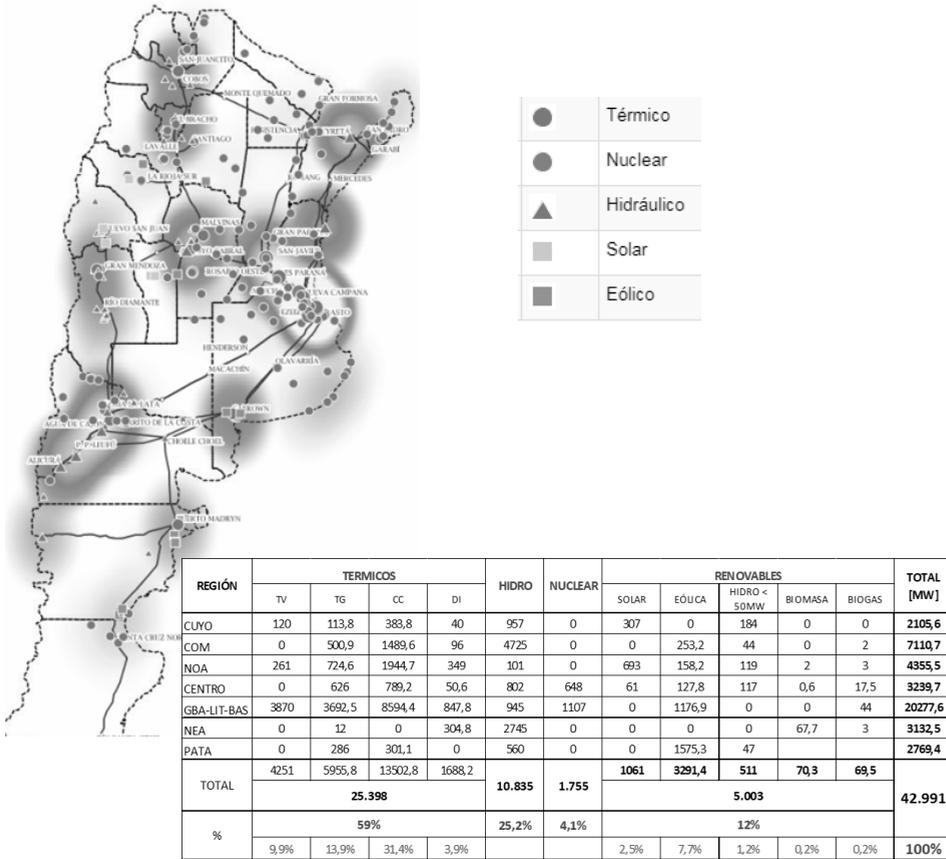


Fig. 1.11. Ubicación geográfica de la potencia instalada ⁶

Otro factor importante que influye en la localización de las centrales eléctricas es la ubicación de las fuentes primarias de energía. Por ejemplo, las regiones Comahue y NEA, donde se encuentran los recursos hídricos más importantes, suman la mayor parte de la potencia hidroeléctrica de la matriz.

No toda la potencia instalada se encuentra disponible para generar durante todo el año, las máquinas generadoras tienen un índice de indisponibilidad para el sistema ya sea para mantenimiento estacional, para mantenimiento correctivo o por falta de combustible o agua del río (para el caso de las centrales hidroeléctricas). Además, cualquiera sea la fuente de

⁶ Fuente: Informe anual 2021 CAMMESA, <https://cammesaweb.cammesa.com/>

generación, las máquinas pueden salir de servicio durante la operación diaria ya sea por fallas intempestivas o por roturas diversas. Es por ello que para que la gestión de un sistema eléctrico de potencia sea confiable, seguro y para mantener los más elevados estándares de calidad de servicio, se deben tener presentes estas indisponibilidades de las máquinas generadoras y el sistema deberá contar con reservas suficientes en generación, transmisión y distribución para garantizar el normal abastecimiento de la demanda y la calidad de servicio.

1.4.1 Disponibilidad

El Factor de Disponibilidad es la fracción de un período operativo determinado en la cual una unidad de generación se encuentra disponible sin interrupciones. El factor de disponibilidad se calcula como las horas disponibles por horas de un período (es decir, el porcentaje de horas en las que una planta generadora se encuentra disponible para la generación de electricidad en el período relevante ya sea que la unidad sea despachada o utilizada para la generación de energía o no).

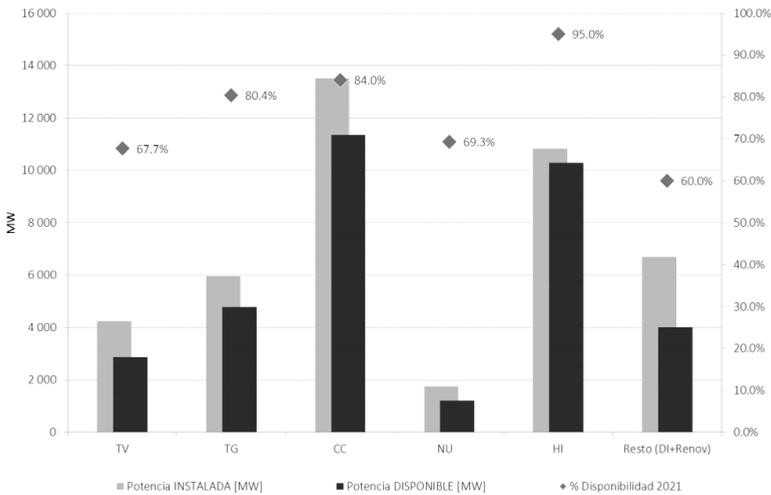


Fig. 1.12. Potencia instalada vs potencia disponible (2021)⁷

Sin dudas, unidades más nuevas o de mejor tecnología tendrán una mejor prestación. Así, por ejemplo, en el año 2021, las turbinas de vapor que

⁷ Fuente: Informe anual 2021 CAMMESA, <https://cammesaweb.cammesa.com/>

son máquinas más viejas obtuvieron un 67,7% de disponibilidad contra un 84% que alcanzaron los ciclos combinados.

1.4.2 Reservas de corto y mediano plazo

Las reservas de corto y mediano plazo son las requeridas en la operación por los requerimientos de calidad y seguridad del servicio. Incluye los siguientes tipos de reserva, que se diferencian por las características y velocidad de respuesta:

Reservas de corto plazo:

Reserva Instantánea: es la reserva que aportan los relés de alivio de carga u otros elementos equivalentes. Es aportada por la demanda en su conjunto, de acuerdo con los criterios y procedimientos establecidos en los Anexos 35 y 41 de Los Procedimientos⁸.

Reservas para Regulación de Frecuencia:

- Regulación Primaria de Frecuencia (RPF): Es la regulación rápida, con un tiempo de respuesta menor a 30 segundos, destinada a equilibrar los apartamientos respecto del despacho previsto, principalmente por los requerimientos variables de la demanda, cuando el sistema eléctrico se encuentra en régimen de operación normal. Se realiza a través de equipos instalados en las máquinas que permiten modificar en forma automática su producción.
- Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF): Es la acción manual o automática sobre los variadores de carga de un grupo de máquinas dispuestas para tal fin, que compensan el error final de la frecuencia resultante de la RPF.

Reserva Operativa de 5 Minutos: es la reserva rápida en máquinas, de respuesta menor o igual que CINCO (5) minutos, que permite realizar el seguimiento de demanda, complementando el servicio de Regulación de Frecuencia y garantizando la operatividad del sistema.

Reserva Operativa de 10 Minutos: es la reserva de respuesta menor o igual que DIEZ (10) minutos, cubierta por capacidad de generación de libre disponibilidad y/o demanda interrumpible, que permite tomar apartamientos

⁸ <https://cammesaweb.cammesa.com/los-procedimientos/>

de mayor duración y seguir los desvíos en la demanda, complementando el servicio de reserva operativa para la calidad del servicio pretendida.

Reserva Fría de 20 Minutos: La reserva fría será cubierta con máquinas térmicas de punta paradas, incluyendo los grupos turbogas de los ciclos combinados, que puedan entrar en servicio y alcanzar la potencia comprometida en un tiempo no mayor que VEINTE (20) minutos y/o por Grandes Usuarios Interrumpibles que comprometen reducir su demanda en un plazo no mayor que VEINTE (20) minutos. Su objeto es contar con reserva para tomar apartamientos prolongados ante contingencias u otro tipo de imprevistos importantes.

Reserva Térmica de 4 horas: La reserva térmica de cuatro horas será adjudicada por el OED a las unidades turbo vapor y TG, o ciclos combinados, y/o por Grandes Usuarios Interrumpibles que comprometen reducir su demanda en un plazo no mayor que una hora y por el horario de punta. La reserva de CUATRO (4) horas será cubierta con máquinas térmicas paradas disponibles o rotando, pero fuera de sincronismo, que puedan entrar en servicio y alcanzar la potencia comprometida en el tiempo requerido. Su objeto es contar para las bandas horarias de punta con reserva para cubrir la punta del sistema ante contingencias u otro tipo de imprevistos (restricciones de combustible, salidas intempestivas de Unidades, fuera de servicio de Líneas, etc.).

Reservas de mediano plazo:

Reservas de Confiabilidad: 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 ENERGIA, 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 NOVENTA Y CINCO POR CIENTO (95%) de probabilidad de excedencia.

1.4.3 Matriz de generación

No todas las centrales eléctricas tienen la capacidad de poder generar de forma constante a potencia nominal, algunas pueden hacerlo sin problemas, otras solo durante intervalos de tiempo y una parte de la matriz

lo hace de forma totalmente variable. Esto depende de las características de funcionamiento de cada central, y de la disponibilidad del recurso primario de energía que cada una utiliza para generar, que en muchos casos es intermitente, por ejemplo, el viento.

Es por esto por lo que el valor de potencia instalada de un tipo de central no se refleja en el mismo porcentaje de energía generada. A partir de esto se define la matriz energética, que es una representación cuantitativa de la totalidad de energía que utiliza un país, e indica la incidencia relativa de las fuentes de las que procede cada tipo de energía: nuclear, hidráulica, solar, eólica, biomasa, geotérmica o combustibles fósiles como el petróleo, el gas y el carbón.

La matriz energética es útil para realizar análisis y comparaciones sobre los consumos energéticos de un país a lo largo del tiempo, o para comparar con otros países, y es una herramienta fundamental para la planificación.

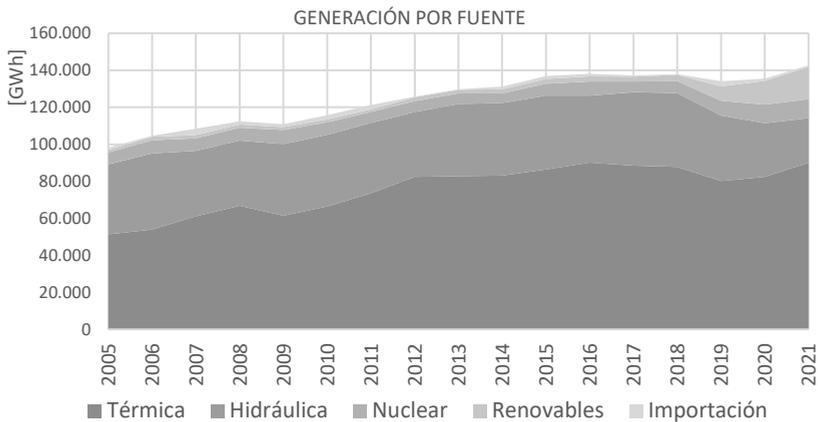


Fig. 1.13. Potencia instalada vs potencia disponible (2021)⁹

La República Argentina tiene una matriz de generación térmica, aproximadamente el 60% de su generación proviene de combustibles fósiles. La generación hidráulica es de alrededor del 25%, quedando un 15% final repartido entre nuclear y energías renovables.

⁹ Fuente: Informe anual 2021 CAMMESA, <https://cammesaweb.cammesa.com/>

1.5. Transporte y distribución

Tal como se describió en la primera parte del presente capítulo, el sistema de transporte consiste en líneas de alta y extra alta tensión que transportan la energía eléctrica desde los generadores hasta los centros de transformación de "Extra Alta Tensión" (E.A.T.) a "Alta Tensión" (A.T.) o "Media Tensión" (M.T.). En nuestro país, originalmente se empezó a utilizar 220 kV como "Extra Alta Tensión", posteriormente pasó a utilizarse 330 kV y finalmente se determinó como tensión óptima para el sistema de transporte 500 kV. Para las altas tensiones, se trabajó inicialmente con líneas de 66 kV, y luego se elevó a 132 kV para media distancia de transmisión.



Fig. 1.14. Red de transporte de A. T

El sistema de transporte vincula grandes nodos dentro y fuera de las regiones eléctricas. El sistema de transporte por Distribución Troncal es el que se realiza dentro de las distintas regiones eléctricas por medio de líneas de 220 kV a 33 kV.

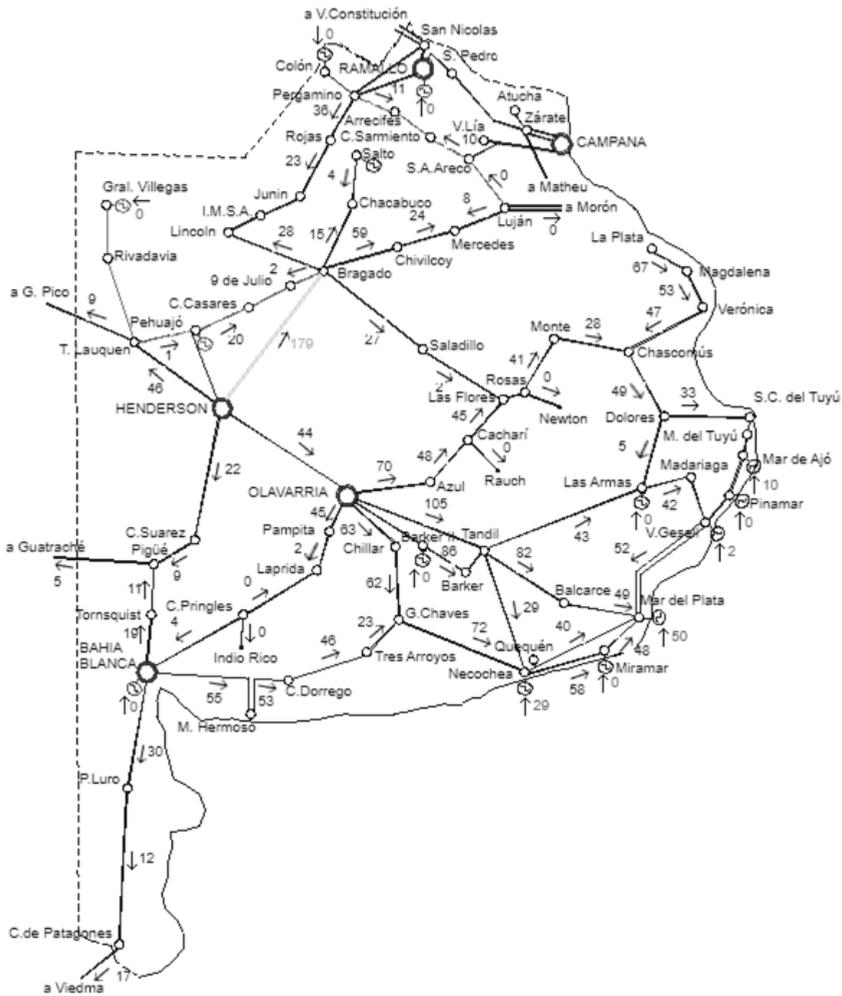


Fig. 1.15. Flujo de potencia en red de distribución troncal Provincia de Buenos Aires, lunes 17 de octubre de 2022 10:00 hs.¹⁰

El sistema argentino de interconexión es extenso y cubre una superficie comparable a la del continente europeo y parte del continente africano, esto hace que tenga mayores implicancias en cuestiones de transmisión, como ser: protecciones especiales, compensación serie, operación de recierre de interruptores, etc.

¹⁰ Reportes Actuales e Históricos – Operaciones, <https://cammesaweb.cammesa.com/operacion/>

Capítulo 1: Sistema eléctrico argentino.

En la Tabla 1.2 se presentan las longitudes totales de líneas de transporte y distribución troncal incluyendo los subtotales por región.

Tabla 1.2. Longitud de líneas de transporte y distribución troncal [km] (2021)

| SISTEMA DE TRANSPORTE | 500 kV | 345 kV | 330 kV | 220 kV | 132 kV | 66 kV | 33 kV | TOTAL |
|-----------------------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|--------|
| Alta Tensión | 14.197 | | | 556 | 166 | | | 14.919 |
| Distribución Troncal | | 273 | 1.116 | 1.112 | 18.548 | 398 | 24 | 21.472 |
| Región Cuyo | | | | 641 | 673 | | | 1.314 |
| Región Comahue | | | | | 1.380 | | | 1.380 |
| Región Buenos Aires | | | | 177 | 6.196 | 398 | | 6.771 |
| Región NEA | | | | 30 | 2.159 | | 24 | 2.212 |
| Región NOA | | 273 | | | 5.824 | | | 6.098 |
| Región PATAGONIA | | | 1.116 | 264 | 2.317 | | | 3.698 |

Bibliografía

- [1] Manuel Angel Abdala y Carlos Manuel Bastos, Transformación del sector el eléctrico argentino, Editorial Antártica S.A, 1993.
- [2] CAMMESA, «Compañía administradora del mercado mayorista eléctrico S.A.,» 2019. [En línea]. Available: <https://cammesaweb.cammesa.com/>.
- [3] TRANSENER, «Guía de referencia del sistema de transporte en alta tensión,» 2016-2023.
- [4] TRANSBA, «Guía de referencia del sistema de transporte de energía eléctrica por distribución troncal de Buenos Aires,» 2018-2025.

Capítulo 2

Evolución y desarrollo

2.1. Comienzos de la generación eléctrica en Argentina

Las primeras implantaciones de generación y suministro de energía eléctrica fueron impulsadas en el año 1881 por el sensacional invento de la lámpara incandescente de Thomas Alva Edison ocurrido en el año 1880. Casi contemporáneamente con Europa, en el año 1882 llega a la Argentina el representante de la Brush Electric (Cleveland, EE.UU.) Sr. Cassels. Desde una pequeña máquina instalada en el centro porteño, donde se pretendía obtener la concesión de alumbrado público municipal, la compañía comenzó a brindar servicio de iluminación en zonas aledañas.

La mala calidad del servicio y el deficiente sistema de lámparas utilizados provocó la protesta general de la clase alta porteña. Luego de un año sin solución al problema, Cassels retira sus instalaciones y se establece en la ciudad de La Plata, de esta manera, la capital bonaerense se convertiría en la primera ciudad latinoamericana en poseer alumbrado eléctrico. En 1885, el ingenio azucarero Las Palmas, en la localidad homónima de la actual provincia de Chaco, instaló dos grupos electrógenos para atender sus procesos productivos y extendió el servicio eléctrico hasta el asentamiento poblacional. En la ciudad de Buenos Aires, en 1887, se instaló la primera usina para iluminación eléctrica y al año siguiente comenzaron a funcionar usinas en las ciudades de Córdoba y Santa Fe. En esta misma época, se fecha la construcción y la entrada en funcionamiento de las primeras centrales hidráulicas.

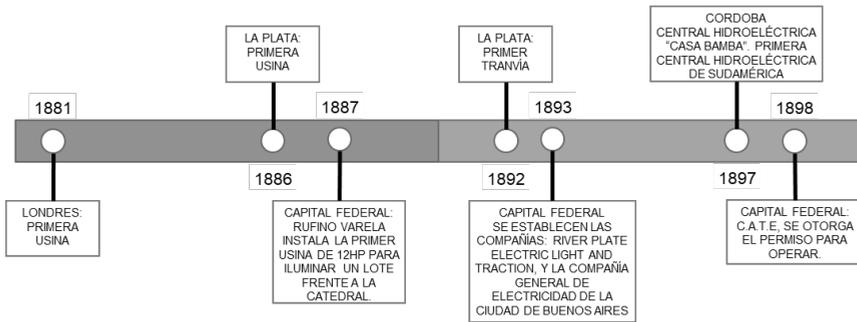


Fig. 2.1. Línea de tiempo.

2.2. Primeras concesiones del servicio eléctrico

En el año 1893 existían en la ciudad de Buenos Aires varias compañías dedicadas a la producción de electricidad, la Compañía de Luz Eléctrica y Tracción del Río de la Plata (River Plate Electric Light and Traction), la compañía primitiva de Gas y Electricidad, ambas de origen inglés, y la Compañía General de Electricidad de la Ciudad de Buenos Aires (CGECBA) para brindar servicio de alumbrado de una zona centro de la capital. Si bien en 1894, un argentino, el ingeniero Rufino Varela había obtenido el permiso para instalar 18 focos de arco voltaico en la calle Florida, desde Avenida de Mayo hasta Lavalle, con la llegada de empresas de capital extranjero comenzaba el período de las grandes inversiones en las concesiones de la electricidad. La CLETRP (inglesa) obtuvo en 1895 el permiso municipal para construir la usina Tres Esquinas para alumbrar el Riachuelo, que fue realizada con equipos estadounidenses, la tercera obra de envergadura del país, sólo superada por las de Rosario y La Plata.

El gran progreso de la ciudad de Buenos Aires, junto con el progreso tecnológico que se experimentaba en Europa, estimularon la llegada de un gran grupo económico como la A.E.G de Berlín, quien en el año 1898 constituyó una sociedad anónima alemana para actuar en la Argentina, la cual se denominó "Compañía Alemana Transatlántica de Electricidad" (C.A.T.E).

La C.A.T.E. instala una moderna usina de 4,4 kV, con la que podía brindar servicio a una pequeña zona de la Capital. Desde el año 1901, donde adquiere las instalaciones y clientes de la "Compañía General de Electricidad de Buenos Aires", comienza un proceso de compra de las restantes usinas dispersas en el radio céntrico de la ciudad, las cuales brindaban servicio con permisos municipales, sin concesión formal. En pocos años C.A.T.E adquiere las demás usinas y una empresa de tranvías "El Metropolitano".

En el año 1907 las compañías de capitales alemanes e ingleses firman un acuerdo por el cual la provisión de energía eléctrica quedaba exclusivamente en manos de la Compañía Alemana Transatlántica de Electricidad (CATE), mientras que los capitales ingleses retenían la explotación monopólica de la red tranviaria metropolitana.



Fig. 2.1. Usina de la compañía CATE, calle Paraguay y esquina Reconquista¹¹.

El intendente municipal Carlos Torcuato de Alvear firma un contrato por cincuenta años con la empresa CATE, por el cual le otorgaba la concesión para "la producción, distribución y venta de energía eléctrica dentro del territorio del municipio"; a cambio de ello, la empresa estaba obligada a efectuar todas las instalaciones que fueran necesarias,

¹¹ Publicación de la Compañía Alemana Transatlántica de Electricidad en ocasión del 1° Centenario de la independencia de la República Argentina, 1910.

a fin de atender con facilidad las necesidades del consumo. Como gran ventaja, la monopolización logró la "homogeneización de la electricidad", es decir permitió unificar las tensiones y frecuencia de distribución en 3 x 225 Volt y 50 Hertz, para la corriente trifásica (generalmente empleada en los barrios) y, 2 x 225 Volt para la corriente continua en sistema bifilar, de acuerdo con la práctica europea, utilizada en la parte céntrica de la ciudad.

La empresa alemana CATE, perdió el privilegio del monopolio en 1912, cuando se crea la Compañía Ítalo-Argentina de Electricidad (CIAE). La nueva empresa también obtuvo una concesión por cincuenta años y recibió gran apoyo de las autoridades municipales, que argumentaron que la competencia entre ambas contribuiría al abaratamiento de los costos. Estrictamente, CATE y CIAE no compitieron, pues se pusieron de acuerdo sin problemas y se dividieron la ciudad por zonas.

Desde la concesión de la CATE en 1907, hasta mediados de la década de 1930, se sucederán una serie de hechos relevantes que permitirán comprender el comienzo de nuestra alternada política energética. Los hechos más importantes que se pueden citar en dicho período son:

Tabla 2.1. Hechos importantes en política energética entre 1900-1932

| | |
|------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1907 | La municipalidad le otorga a la CATE, por cincuenta años, la concesión para la producción, distribución y venta de energía eléctrica. |
| 1909 | La Compañía Argentina de Electricidad S.A. (CADE) adquiere la usina de San Fernando, propiedad de los hermanos Cúneo. |
| 1910 | Se inaugura la gran usina de Dock Sud, propiedad de la CATE. |
| 1912 | Se crea la Compañía Ítalo-Argentina de Electricidad (CIAE), que obtiene una concesión también por cincuenta años para el suministro de electricidad en la ciudad de Buenos Aires. |
| 1914 | Se inaugura la línea A de subterráneos cuyo recorrido se extiende desde Plaza de Mayo hasta Caballito. |

| | |
|------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1916 | La CIAE inaugura su usina de la calle Pedro de Mendoza del barrio de la Boca. |
| | Comienza a funcionar el Ferrocarril Central Argentino, primer tren eléctrico. |
| 1921 | La CATE transfiere sus bienes y concesiones a la Compañía Hispano Americana de Electricidad (CHADE). |
| 1925 | Con motivo de la visita del príncipe de Gales se utilizaron por primera vez reflectores para iluminar el palacio Ortiz Basualdo y la Torre de los Ingleses, en Retiro. La CHADE realiza un nuevo y colosal emprendimiento: la usina de Puerto Nuevo. |
| 1927 | Según el censo industrial, el consumo de electricidad como fuerza motriz superó, por primera vez, al del alumbrado público y privado. |
| 1932 | La CIAE inaugura su propia usina, ubicada también en Puerto Nuevo. |

2.3. Transformación del sistema eléctrico argentino

El sistema eléctrico de una región o país comprende el conjunto de medios y elementos utilizados para la generación de la energía eléctrica, su posterior transformación y transmisión a grandes distancias y, por último, la distribución a los usuarios finales. El sistema puede operar de forma aislado o interconectado a gran escala. Para un mejor análisis, es conveniente separar al sistema eléctrico en tres subsistemas: generación, transmisión y distribución eléctrica.

El sistema de generación eléctrica es analizado por varios factores, uno de los más importante es el que cuantifica la totalidad de energía que genera el sistema dentro de un espacio geográfico y la participación relativa de las fuentes primarias y secundarias utilizadas para generar: nuclear, hidráulica, solar, eólica, biomasa, geotérmica o combustibles fósiles como el petróleo, el gas y el carbón. La cuantificación de la participación relativa de cada fuente en la generación eléctrica se la denomina "Matriz energética de generación eléctrica".

El sistema de transmisión también es analizado por varios factores, entre los más importantes se pueden mencionar: longitud total de líneas de transmisión, superficie cubierta por el sistema, topología del sistema, tensiones normalizadas, cantidad de estaciones transformadoras.

2.3.1 Transformación de la matriz de generación eléctrica

Como se describió en el punto anterior, la "Matriz energética de generación eléctrica" hace referencia a la composición de fuentes de energía primaria y secundaria utilizadas para generar electricidad en un espacio geográfico determinado. Es decir, que expresa de forma cualitativa (tipo de generación eléctrica) y cuantitativa (en qué cantidad y proporción) el conjunto de recursos naturales y recursos transformados de forma directa para la producción de la energía eléctrica, independientemente del origen (nacional o importado) de esos bienes y del destino del uso y consumo de la electricidad generada.

Conforme al crecimiento de las demandas, impulsadas principalmente desde la primera mitad del siglo XX, las matrices eléctricas han ido cambiando. La transformación de la matriz eléctrica puede darse por el tipo de generación eléctrica y/o por la cantidad y proporción de las fuentes utilizadas para generar.

Estas transformaciones suelen acompañar a los cambios tecnológicos coincidentes con la época y contexto mundial en el que suceden. La velocidad de estos cambios depende de las políticas energéticas establecidas, ya que para que puedan ser aplicadas es necesario grandes inversiones y acuerdos que traspasen un gobierno en particular.

El análisis siguiente consiste en detallar cómo se ha ido modificando el uso de combustibles primarios a nivel mundial y su impacto en el mercado local. Estos cambios no se han dado de forma abrupta, sino que han sido procesos de sustitución técnica gradual en

periodos largos marcados por decisiones políticas que cambiaron el rumbo en materia energética.

1° Período (1890-1945)

El carbón era conocido desde siglos atrás, pero tenía muy poco valor comercial, porque la leña era el combustible que se usaba para obtener calor. Solo a partir de la Revolución Industrial, que comenzó en Inglaterra en el siglo XVIII, pasó a tener un rol protagónico.

El perfeccionamiento de la máquina a vapor por James Watt dio inicio a una etapa de industrialización que luego se esparció por el mundo, causando profundas transformaciones económicas, sociales y demográficas. Junto con las máquinas, se perfeccionaron los medios de transporte, en especial el ferrocarril, y las implantaciones generadoras de electricidad.

Inglaterra fue el principal productor de carbón en el siglo XIX, que extraía de sus extensas cuencas carboníferas, pero luego su producción fue sobrepasada por Estados Unidos, con explotaciones en el sector de los Apalaches. Alemania también se destacó por sus minas de carbón, junto a otros países europeos. Sin embargo, el comienzo de la segunda guerra mundial, que tuvo un lapso de 6 años, trajo como consecuencia que Europa restringiera la comercialización de carbón a todo el mundo, evento en el que se ve afectada la República Argentina. Gracias a esto se comienzan los trabajos para la apertura de una fuente de carbón mineral que sirva de autoabastecimiento nacional. Por Decreto N° 12.648 se crea esta Dirección Nacional de Energía, quien a su vez dará origen a la Dirección General de Combustibles Sólidos Minerales, encargada de la apertura e inicios de explotación de la denominada Mina 1 en la zona sur de la provincia de Santa Cruz con una pequeña dotación de trabajadores situados en Campamento Marina (Actual Pista de Esquí de Río Turbio o "Centro Invernal Valdelén"). La extracción de carbón se realiza con técnicas manuales y cargado en camiones para ser trasladado a Río Gallegos para, posteriormente por buque, enviarlo hasta Buenos Aires.

De forma paralela, la expansión de los servicios eléctricos hacia el interior del país sea por la acción de empresas privadas o por las cooperativas que se multiplican a partir de la década de 1930, fue desarrollada por medio de la instalación de usinas térmicas que

funcionaban a vapor o con motores de combustión interna y que utilizaban, sobre todo, combustibles líquidos.



Fig. 2.2. Explotación de mina en Yacimiento Carbonífero Río Turbio¹².

2° Período (1945 - 1967)

En el año 1947 se creó el organismo Agua y Energía Eléctrica cuyo objetivo era estudiar el recurso hídrico nacional y su aprovechamiento energético. Un año después, luego de un lapso de estancamiento y racionamiento que había comenzado cinco años atrás, la demanda residencial e industrial creció en forma permanente, lo que motivó el aumento de la potencia instalada.

Hacia 1950, la República Argentina contaba con una potencia térmica instalada que representaba el 97 % del total. A mediados de la década, la composición de combustibles utilizados en la generación de termoelectricidad mostraba una participación muy mayoritaria del fueloil, con más del 80 %. Por el lado del carbón, luego de la Segunda Guerra Mundial su uso en la generación eléctrica quedó reservado a unas pocas plantas ubicadas en la provincia de Buenos Aires, manteniendo la cantidad de consumo anual en unos valores constantes, lo que, frente al

¹² Fuente: www.ycrt.gob.ar.

crecimiento sostenido de la potencia instalada, redujo la participación del 8 % que tuvo en 1957 a menos del 4 % en 1972. El hito carboeléctrico del período se halla en la construcción de la central de alta potencia de San Nicolás, que entró en servicio en 1957 para convertirse en el principal cliente del yacimiento carbonífero de Río Turbio (Creado el 6 de agosto de 1958, mediante el decreto presidencial N° 3.686). Debido a que el carbón de las minas de la Argentina usado en la generación eléctrica poseía bajo poder calórico y no podía ser coquificado, debía mezclarse con carbón importado.

La innovación técnica destacable de esta etapa de transición la constituye la explotación del gas natural como fuente primaria de la matriz eléctrica. En 1960 se habilitó el Gasoducto Troncal Norte, el segundo de una nascente red de transporte del fluido, tendido entre el yacimiento de Campo Durán (provincia de Salta) y General Pacheco (provincia de Buenos Aires), que permitió al país acceder al consumo masivo de gas natural, en especial, en la generación térmica. El primer gasoducto, que conecta a Comodoro Rivadavia con Buenos Aires, había sido inaugurado en 1949, durante la presidencia de Perón. De este modo, entre 1960 y 1961, el consumo de gas en la generación eléctrica se multiplicó por más de 8 veces, saltando rápidamente de un magro 1,6 % de la torta al significativo 12,8 %. La penetración del gas en la matriz eléctrica prosiguió en el transcurso de la década y superó el 20 % de participación en 1972, ubicándose como el segundo combustible más utilizado en el parque generador. Hasta finales de la década de 1960, la utilización de energía hidroeléctrica estaba limitada a unos pocos sistemas regionales, que aún permanecían aislados y seguía dependiendo mayormente del fomento de las empresas públicas provinciales en sus propias áreas de prestación del servicio (EPEC o EMSE -Energía Mendoza Sociedad de Estado). En 1967 se crea la empresa estatal Hidronor (Hidroeléctrica Norpatagónica S.A., es así que en 1968 arrancan las obras de la Central El Chocón. entre 1964 y 1965 son llevados a cabo los estudios de factibilidad para la construcción de la que sería la primera planta atómica latinoamericana y en 1968, finalmente, se inician las obras de la Central Atucha I.



Fig. 2.2. Central Hidroeléctrica El Nihuil I, Río Atuel¹³.

3° Período (1967 - 1992)

El aspecto general de la matriz eléctrica en esta etapa viene representado por tres rasgos esenciales. En primer lugar, por el extraordinario despliegue que tuvo la obra hidráulica en las décadas de 1970 y 1980, motivado por la creación de la empresa estatal Hidronor, encargada del desarrollo y la operación de los recursos hidroeléctricos existentes en la región norte de la Patagonia, incluyendo el transporte de energía eléctrica hacia el sistema interconectado nacional (SIN).

Para ilustrar este asombroso movimiento debemos tomar el subperíodo 1973-1987, donde la capacidad instalada de la generación hidroeléctrica se multiplica en más de cinco veces, pasando de 1.300 MW a casi 6.600 MW, lo que significa mantener una tasa de crecimiento aritmético anual del 28,75 % en el transcurso de catorce años.

¹³ Fuente: Agua y Energía Eléctrica, «40 Años Agua y Energía Eléctrica,» Impresiones Gráficas Tabaré S.A.I.C, Buenos Aires, 1987.



Fig. 2.3. Construcción de túneles de la central hidroeléctrica El Chocón¹⁴.

En segundo lugar, la concreción del uso de la energía nuclear como complemento sustancioso de la matriz eléctrica. El progreso de la tecnología nuclear significó que el ciclo industrial del uranio se desarrollara en el ámbito nacional hacia actividades que hasta entonces dependían fundamentalmente de aportes y servicios procedentes del exterior. En el año 1950 se crea la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), que tenía por objetivo desarrollar, recibir y ejercer la función de controlar y transferir tecnología nuclear para diversos fines. La Central Nuclear de Atucha I fue inaugurada en el año 1974 y fue la primera central nuclear de Latinoamérica.

Tercero, la composición de las fuentes e insumos de generación térmica cambia gracias a la profunda inserción del gas natural como un adecuado sustituto de los combustibles líquidos derivados del petróleo. En 1970 son habilitados los gasoductos entre Neuquén y Bahía Blanca, y de Medanita a Allen, en 1971 el gasoducto Plaza Huincul-Zapala (Neuquén) y el tramo paralelo al Gasoducto del Norte (Campo Duran-Tucumán), en 1972 se inaugura el gasoducto internacional de América Latina entre Santa Cruz de la Sierra y Yacuiba (Bolivia).

¹⁴ Fuente: <https://masneuquen.com/construccion-de-la-represa-el-chocon-en-nueve-imagenes/>.

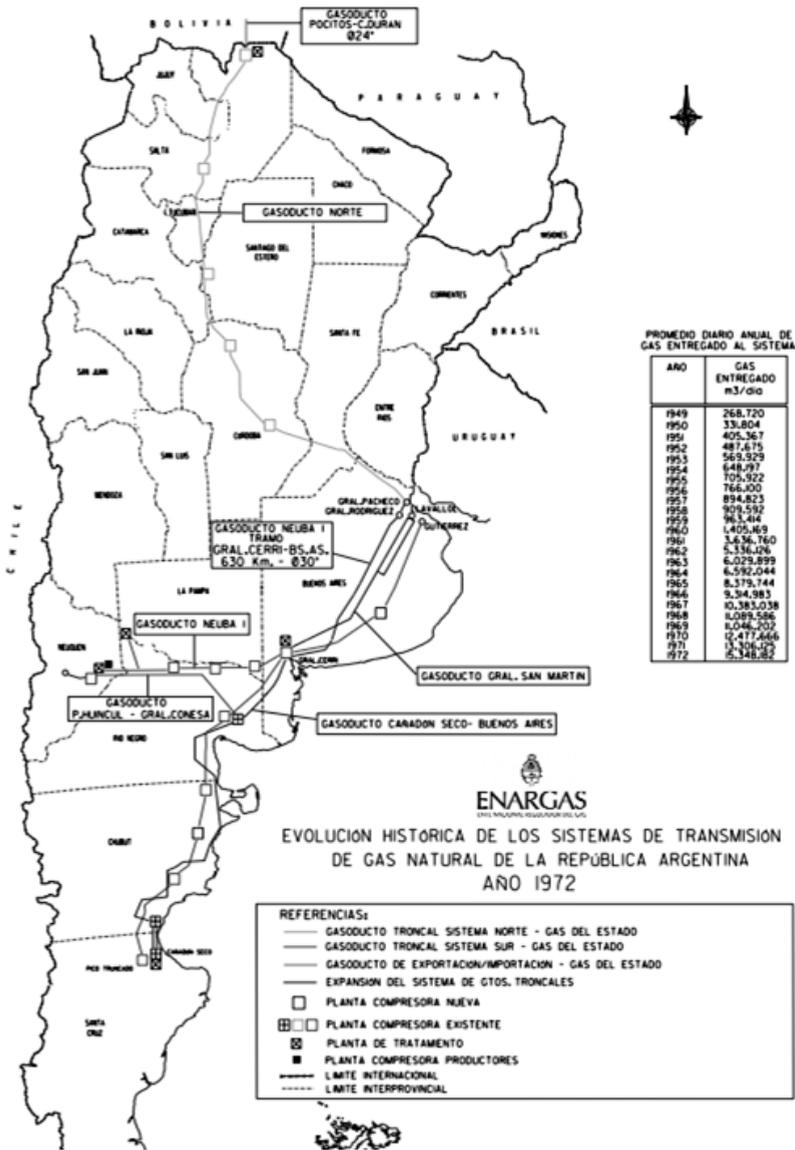


Fig. 2.4. Red gas del estado, 1972¹⁵.

En la década de los ochenta, el crecimiento de la demanda superó a las obras eléctricas que no se habían terminado de construir y un

¹⁵ Fuente: <https://www.enargas.gob.ar/secciones/informacion-geografica/atlas-historicos-del-gas.php/>.

sistema eléctrico de alta tensión que no terminaba de comunicar las ofertas eléctricas, dispersas y cerca de la ubicación de las fuentes de energía, con la demanda concentrada en las grandes urbes. El fin de la década presentó una de las crisis energéticas más importantes de la historia, con racionamiento y apagones, a lo largo y a lo ancho de todo el país.

4° Período (1992-2015)

Si bien el comienzo de la cuarta etapa podría ubicarse a mediados de la década de 1990, el hecho que da origen a un nuevo cambio en términos de inversiones energéticas es la reforma del sector eléctrico a partir de la Ley 24065. La reforma del sector eléctrico argentino fue la respuesta a la crisis del abastecimiento de fines de la década de 1980 y estuvo centrada en los siguientes principios: retiro del rol empresario del Estado y de su responsabilidad como principal agente en la planificación, papeles que había protagonizado durante más de cuarenta años, reservándole las funciones de control y regulación; segmentación de actividades productivas del sector (generación, transmisión y distribución) y división horizontal de las grandes empresas públicas, creación de un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) e introducción de mecanismos de competencia cada vez que fuese admisible y privatización de unidades de negocio surgidas de la desmembración de empresas públicas.

La reforma del sector eléctrico hizo posible la inyección de la inversión privada que se estimaba indispensable para capitalizar su estructura productiva, sobre todo en el alicaído segmento de la generación eléctrica y sacar al sistema de suministro de la crisis en la que se hallaba sumergido. Una parte de las unidades de generación simplemente fue transferida a manos del capital privado para continuar operando las estructuras productivas en idénticas condiciones de la adquisición, es decir, sin producir ningún aumento de la capacidad de generación, tal es el caso de las hidroeléctricas. Entre 1992 y 2015 se evidencian dos etapas de desarrollo termoeléctrico.

La primera etapa, a partir de 1992, donde se establecieron los contratos de compra de gas natural a bajo precio para generación de

electricidad en las nuevas usinas térmicas localizadas en las regiones del Comahue y del NOA.

En 1994 se dio un salto tecnológico debido a que se instaló la primera unidad de Ciclo Combinado de gran potencia en Costanera (Buenos Aires). Esta tecnología al mejorar el rendimiento de las centrales térmicas que queman combustibles fósiles comenzó a predominar en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), con una rápida inserción en la matriz eléctrica en el corto plazo.

La reforma del sector eléctrico efectuada en 1992 dejó las inversiones del sector de generación eléctrica en manos de las empresas privadas. Estas priorizaron las inversiones en tecnologías con una rápida recuperación del capital, por lo que se dejaron de construir centrales nucleares e hidroeléctricas por requerir grandes inversiones y largos plazos de construcción. Comenzando así a revertirse la tendencia creciente de la participación de generación hidráulica para propiciar en su lugar un uso intensivo de los hidrocarburos (líquidos y gaseosos). Esto condujo a reposicionar el liderazgo de la generación térmica y la refosilización de la matriz eléctrica. Hacia fines de la década se consolidó la tecnología de Ciclo Combinado, basado en la explotación intensiva del gas natural a bajo costo y menores plazos de construcción, por lo tanto, durante este periodo hubo un fuerte proceso de inserción del gas natural en la matriz eléctrica.

Sin embargo, en esta década se finalizaron las obras de proyectos hidroeléctricos planificados. Así en 1993 ingresó en servicio la central hidroeléctrica Piedra del Águila sobre el río Limay y hacia finales de la década ingresa Pichi Picún Leufú sobre el mismo río, ambas pertenecientes a la región del Comahue. En 1994 entró en servicio la central más importante del país, Yacyretá. Este es un proyecto binacional entre Argentina y Paraguay, operando con una cota de 74,5 m.s.n.m. y cuatro años después alcanzó 930 MW funcionando a cota reducida (76 m.s.n.m.).

La segunda etapa se destaca por el lanzamiento del Plan Energético Nacional en el año 2004, que le dio un fuerte impulso a la generación térmica. Dos años después se sancionó la Ley N° 26.190 y posteriormente se implementa el Programa GENREN enmarcado en

dicha legislación. Ambos instrumentos de fomento de la generación a partir de la utilización de fuentes renovables.

En el año 2011 se finalizaron las obras de ampliación de potencia de la Central Hidroeléctrica Yacyretá, que consistió en la elevación del embalse a su cota máxima de diseño (de 76 a 83 m.s.n.m.).

En febrero del 2014 comenzó la construcción de la Central Nuclear CAREM-25 en Lima (Bs. As.) y a su vez en junio de ese mismo año se pone en marcha la tercera central nuclear del país, Atucha II con ingreso comercial al año siguiente, que aporta 745 MW al sistema.

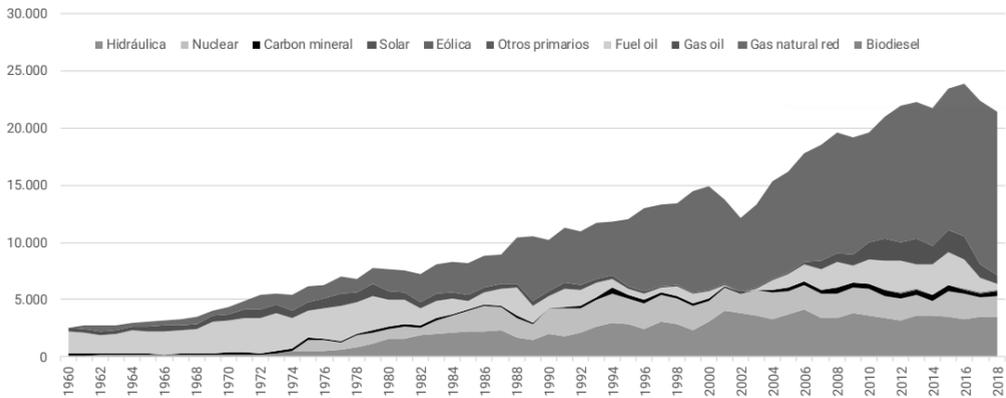


Fig. 2.5. Combustible utilizado en Generación de Energía Eléctrica¹⁶

5° Período (Desde 2015)

El actual período está marcado por la inserción de energías renovables (eólica, fotovoltaica, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, biomasa, biogás) en la matriz de generación. A fines de 2015, el gobierno argentino aprobó la Ley de Energías Renovables N° 27.191, la cual fijó los principios básicos para un nuevo marco jurídico de promoción de energías renovables.

Como primer paso para dar cumplimiento a la Ley de Energías Renovables N° 27.191, en mayo de 2016, el gobierno argentino lanzó el programa RenovAr, una convocatoria abierta que contempla una serie

¹⁶ Balance Energético Nacional Serie histórica – Subsecretaría de Planeamiento Energético

de beneficios fiscales y mecanismos de financiamiento, como así también mejoras regulatorias y contractuales con el objeto de sortear algunos de los obstáculos de inversión que provocaron el fracaso de los planes anteriores. Dicha ley estableció metas ambiciosas para la participación de las energías renovables a corto, mediano y largo plazo en la matriz energética. Esta última ley establece que todos los usuarios de energía eléctrica de la República Argentina debían contribuir con el cumplimiento de los objetivos fijados. A tales efectos, cada sujeto estaba obligado a alcanzar la incorporación mínima del ocho por ciento (8%) del total del consumo propio de energía eléctrica, con energía proveniente de las fuentes renovables, al 31 de diciembre de 2017, y del veinte por ciento (20%) al 31 de diciembre de 2025.

En el año 2017 se creó el Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuentes Renovables (MATER), el cual es un sistema particular con una regulación específica, en el que se dan las operaciones de compra y venta de energía renovable entre privados. Este fue creado con sus propias reglas, ya que la energía renovable, en todas sus fases y estadios, tiene particularidades que requieren un marco específico. Tiene como objetivo reglamentar un mecanismo de compra de energía eléctrica que permita la adquisición de energía eléctrica por libre acuerdo entre las partes, para que los Grandes Usuarios del MEM, con demandas de potencia iguales o mayores a 300 kW, tengan una alternativa para adecuarse a la Ley N° 27.191 por cuenta propia y no necesariamente como parte de la compra conjunta, instrumentada en el Programa RenovAr. Todos los mecanismos anteriormente mencionados han ido incrementando la potencia y la generación de otras energías renovables en el país.

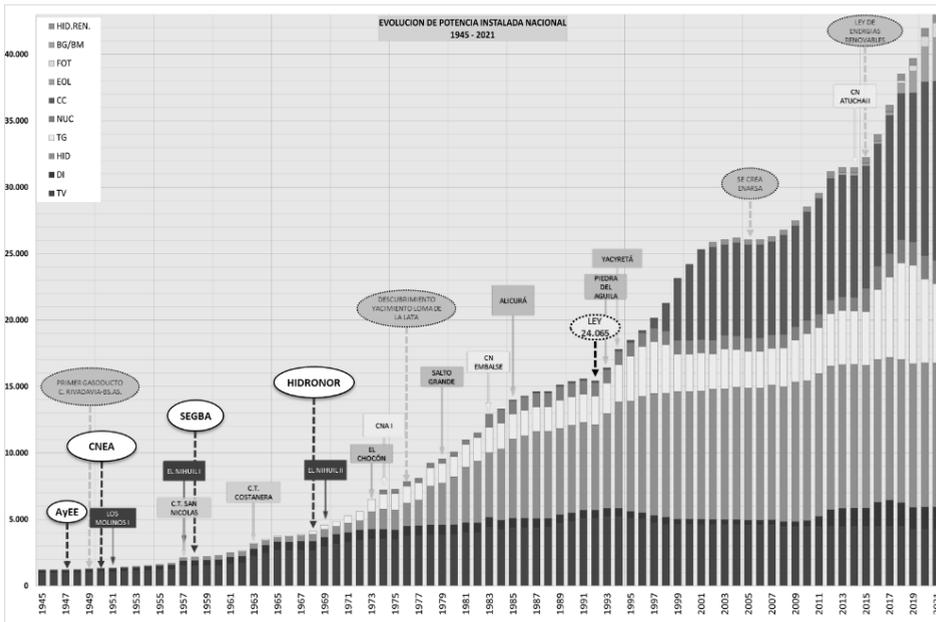


Fig. 2.6. Evolución de la potencia instalada [MW], 1930 – 2020

2.3.2 Transformación de la demanda

Lentamente el mundo fue adoptando a la electricidad como un servicio esencial para uso cotidiano. Esta fuerza que había ingresado primero en la vía pública a través del alumbrado y luego en los ámbitos privados, accedió a los hogares céntricos de grandes ciudades por medio de iluminación y posteriormente de electrodomésticos y componentes de audio y televisión. El tren, símbolo de las inversiones inglesas de antaño, en 1916 ya había inaugurado su primer ferrocarril eléctrico que circulaba de Retiro a Tigre. En 1920 nació la radiofonía, otra importante y masiva aplicación de la electricidad, esta vez en los medios de comunicación. La década del treinta consiguió el abaratamiento de la electricidad, lo que permitió el gran cambio en el ámbito doméstico, relacionado con el confort del hogar. Primeramente, se incorpora la cocina, elegante mueble de acero niquelado, limpio, seguro y simple de manejar. También se incorporaron la estufa eléctrica, y la heladera, cuya marca argentina exitosa era "Siam".

Evidentemente, existe un vínculo estrecho entre la demanda eléctrica, el crecimiento económico, el costo de la energía y las redes de distribución que me permiten el acceso a esta. El componente residencial crece a largo plazo, por el crecimiento vegetativo de la población y el aumento de la dotación de electrodomésticos de los hogares, mientras que el consumo industrial varía de acuerdo con la actividad económica de un país.

En las curvas de carga representadas en la Figura 2.7 puede apreciarse la demanda típica de un día del año 1899 y otra del año 1909 de la compañía CATE. Si bien puede observarse un gran incremento de la demanda en diez años, los perfiles son de similares características, con horario de consumo pico bien definido y muy superior al resto de la jornada. Esto puede explicarse a partir del tipo de los principales consumos de esa época: tranvía y alumbrado. Se evidencia una marcada diferencia con respecto a las gráficas de demanda típicas analizadas en el capítulo 1 (curvas más planas, con dos máximos diarios y de menor diferencia relativa).

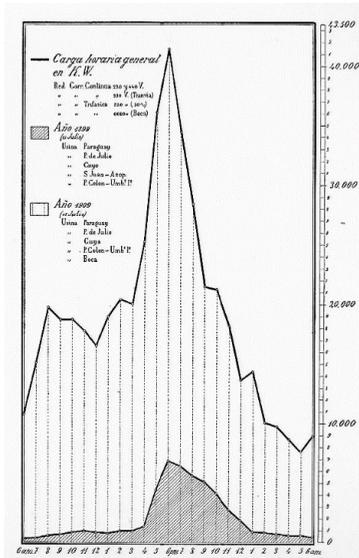


Fig. 2.7. Curva de demanda diaria de la CATE¹⁷.

¹⁷ Publicación de la Compañía Alemana Transatlántica de Electricidad en ocasión del 1° Centenario de la independencia de la República Argentina, 1910.

Con respecto al consumo por sector, la demanda residencial ha mantenido su porcentaje de participación relativa desde el año 1960 en adelante. El mayor incremento relativo se observa en el sector comercial o intermedio.



Fig. 2.8. Curva de demanda diaria de la CATE¹⁸.

Desplazamiento del centro de carga

Analizar el desplazamiento del centro de carga en el transcurso del tiempo junto con el incremento de potencia instalada en cada región geográfica en los mismos períodos permite justificar las inversiones realizadas en el sistema de transporte y el cambio de topología de la red.

¹⁸ Secretaría de Gobierno de Energía.

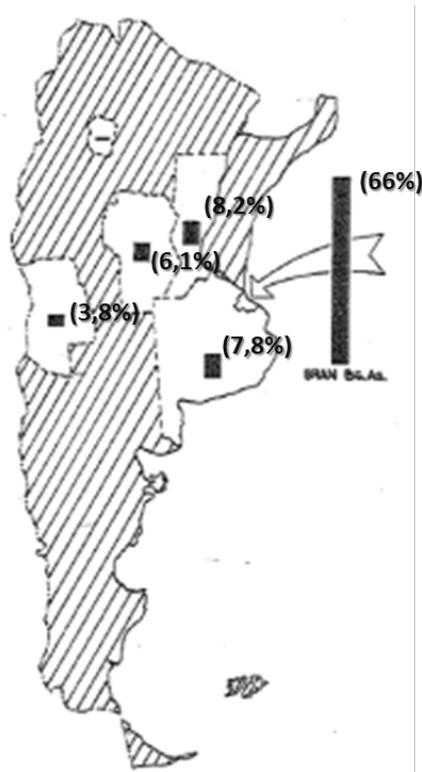


Fig. 2.9. Ubicación geográfica de la demanda año 1957

Como se observa en la figura 2.9, en el año 1957 el 66% de la demanda se situaba en la capital federal y el resto se repartía en porcentajes similares a las principales provincias del país. Si se lo compara con la figura 1.8 se puede observar como la demanda ha disminuido al 38% en la capital y aumentado en la provincia de Buenos Aires. De todos modos, si bien el centro de carga se ha desplazado levemente hacia el centro, el sistema sigue manteniendo característica centralizada en el Gran Buenos Aires.

2.3.3 Transformación del sistema de transporte

En la década del '50 era una fantasía pensar en un sistema eléctrico interconectado. Al cabo de diez años se ejecutaron los primeros tendidos en 132 kV de 50 km a 100 km de longitud en el interior del país, vinculándolo con el Gran Buenos Aires con la inauguración de la central

térmica San Nicolás en 1957. El sistema siguió expandiéndose de forma interregional en tensiones de 220 kV y 330 kV. Recién en la década del '70 comienzan a funcionar las primeras líneas en 500 kV, en primer lugar, se vincula la región Comahue, con la entrada en servicio de la central hidroeléctrica El Chocón por medio de una doble línea.

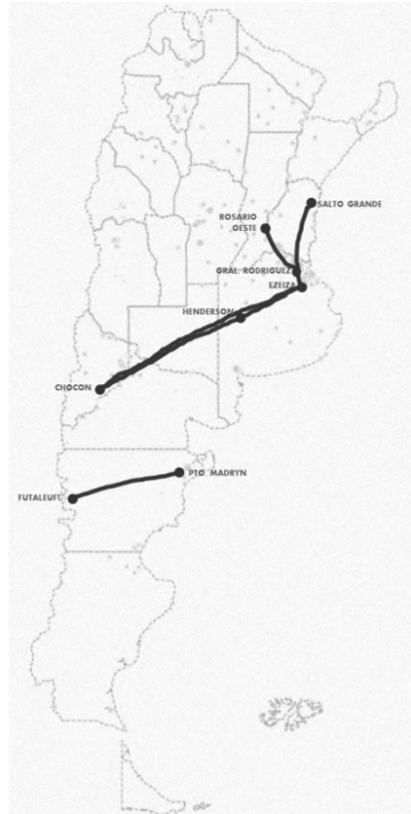


Fig. 2.10. Red de transporte 1970-1980

El sistema siguió expandiéndose con la entrada en servicio de importantes nodos de generación como Embalse, Alicurá y Futaleufú. En el año 1987 se preveía la aplicación de la red en 500 kV incluyendo el cierre del anillo entre El Chocón y Gran Mendoza, El Bracho y Resistencia, la vinculación entre Yacyretá y Salto Grande, y la línea Bahía Blanca – Mar del Plata, tal como puede observarse en la Figura 2.11.

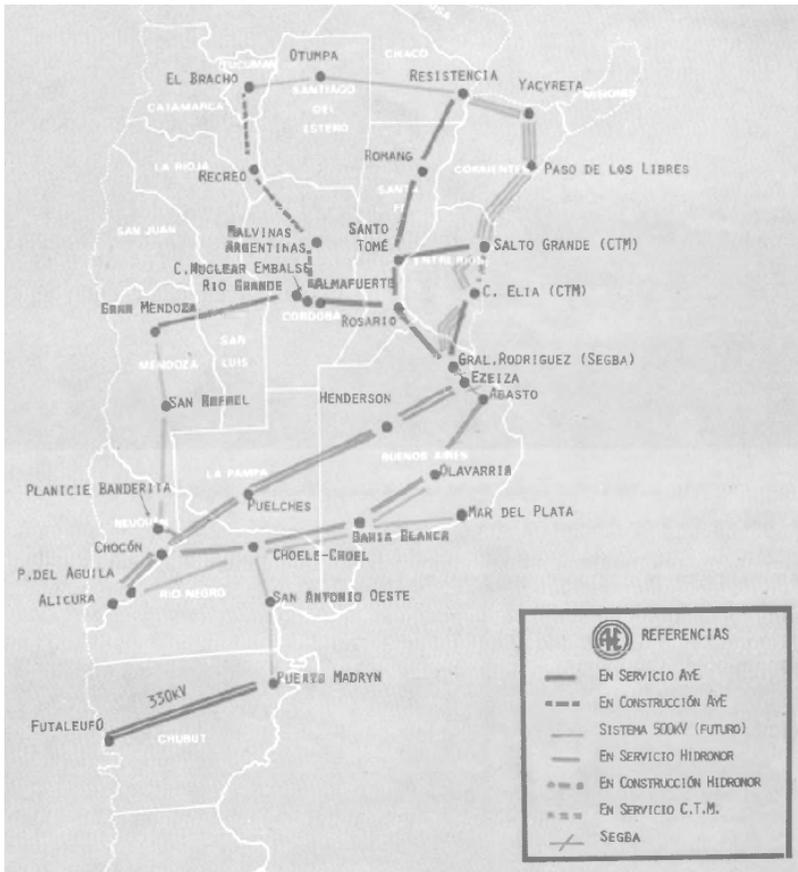


Fig. 2.11. Red de transporte 1987¹⁹

Durante la década del '90 se incorpora la línea Salto Grande-Yacyretá y por la puesta en marcha de Piedra del Águila se inaugura la cuarta línea de 500 kV hacia la región Comahue, formando un sistema netamente radial desde capital federal hacia el interior del país.

¹⁹ Fuente: Agua y Energía Eléctrica, «40 Años Agua y Energía Eléctrica,» Impresiones Gráficas Tabaré S.A.I.C, Buenos Aires, 1987.

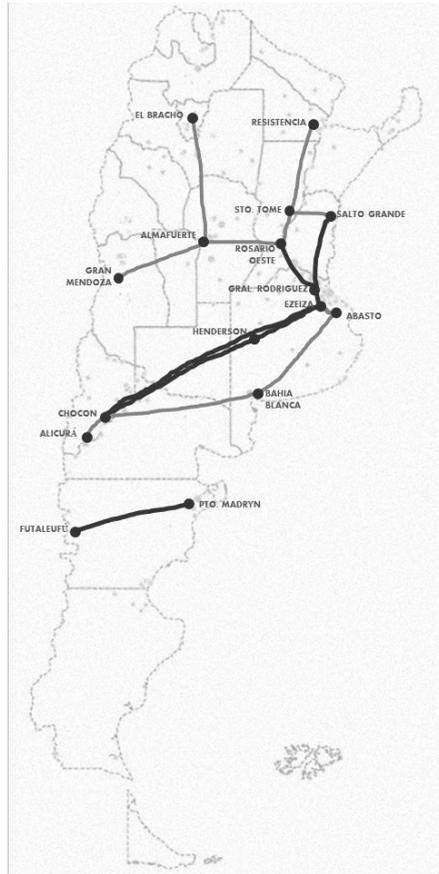


Fig. 2.12. Red de transporte 1980-1990

Hacia 2001-2003 las áreas cubiertas por las Interconexiones de Yacyretá y Comahue eran abastecidas con cierta seguridad, no así (líneas radiales) las demandas del Centro y Noroeste, así como también la ciudad de Mendoza y su área de influencia. El Estado nacional, a través de la Secretaría de Energía, decidió promover la construcción de una serie de líneas de transmisión de 500 kV destinadas a mejorar la calidad y seguridad y reducir costos de despacho. Además, se intentó dar solución a los problemas estructurales de la red de transporte en alta tensión que impedían un desarrollo armónico del mercado, asegurando el abastecimiento de energía a las diferentes regiones eléctricas. Con este objeto se creó, a través del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (FFTEF), el denominado Plan Federal de Transporte en 500 kV.

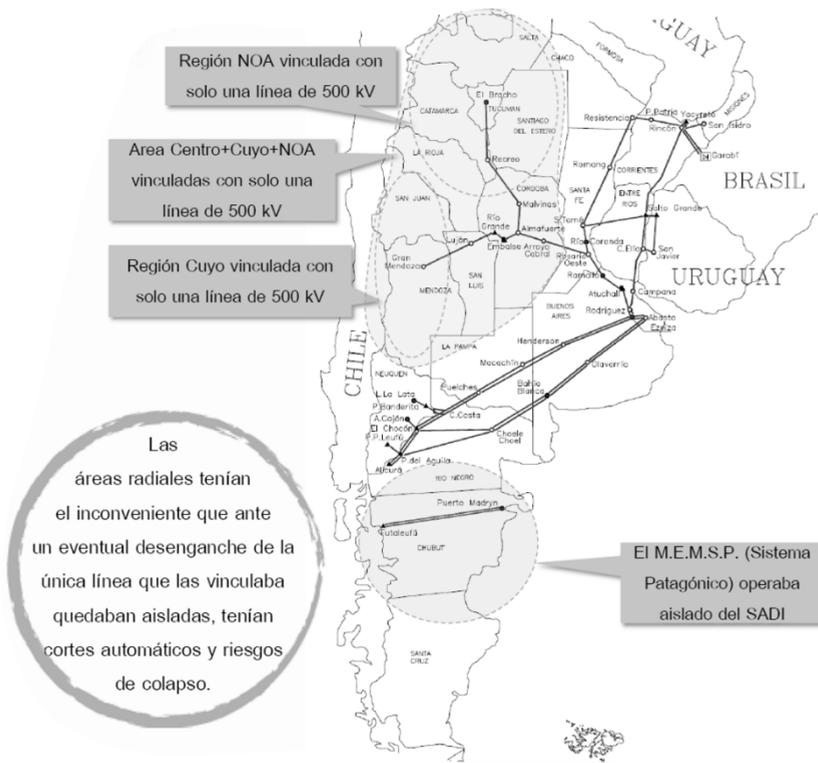


Fig. 2.13. Red de transporte 2014

Teniendo como marco de referencia el mencionado Plan Federal de Transporte, el Consejo Federal de Energía Eléctrica (CFEE) se abocó al análisis y la definición de un Plan de Obras prioritarias para el resto del sistema de transporte para el período 2004-2008, que permitiera resolver los problemas de abastecimiento en el corto plazo, y contribuyera a eliminar las restricciones de transporte en el corto y mediano plazo. A mediados del año 2003, la Secretaría de Energía encomendó al Consejo Federal de la Energía Eléctrica el estudio y la elaboración de un Plan de Obras imprescindibles para el período 2004-2008, que brindasen soluciones a los Sistemas Regionales de Transporte Eléctrico. Se realizaron importantes obras principalmente en 500 kV, tanto en líneas de transporte como estaciones transformadoras y de maniobra. Se destaca la vinculación de la Patagonia al SADI como hito relevante para el sistema eléctrico argentino.

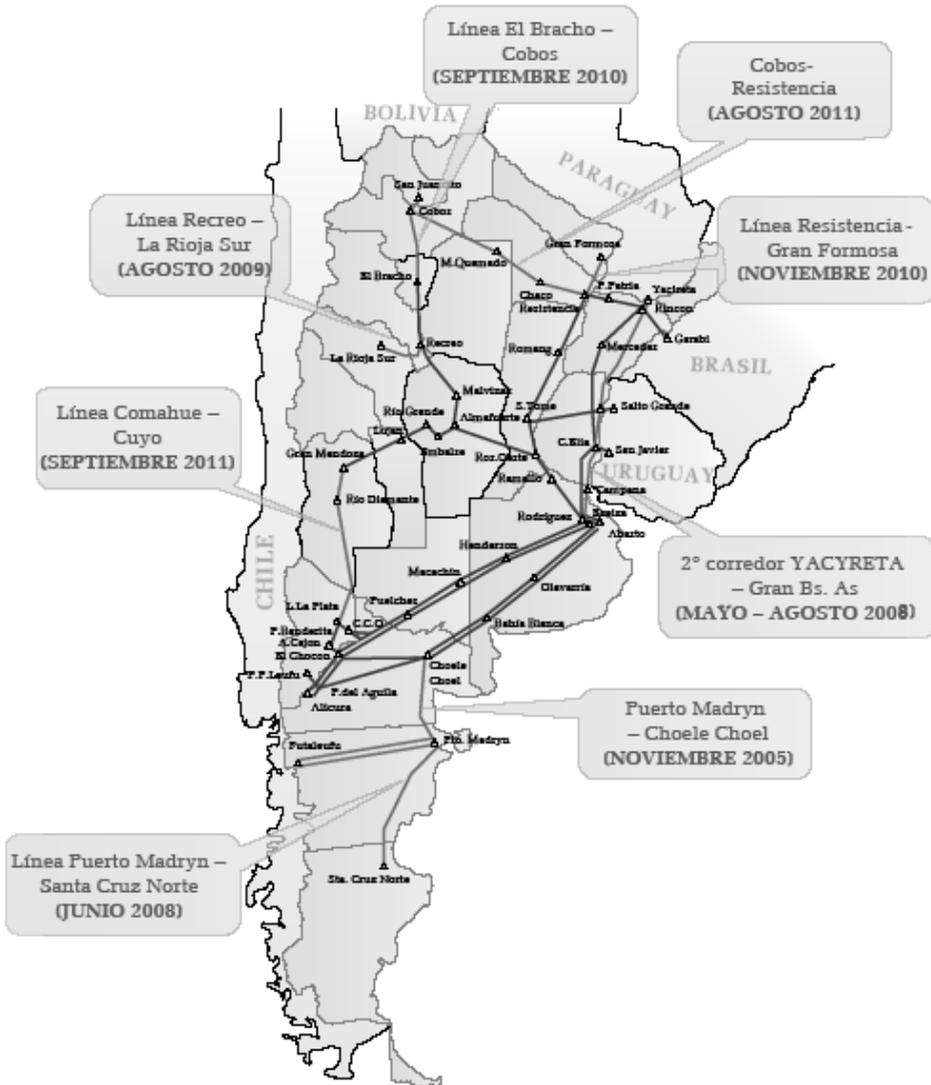


Fig. 2.14. Obras realizadas por el Plan Federal de Transporte

Bibliografía

Agua y Energía Eléctrica. (1987). 40 Años Agua y Energía Eléctrica. Buenos Aires: Impresiones Gráficas Tabaré S.A.I.C.

C.A.T.E. (1910). La Compañía Alemana Transatlántica de Electricidad en ocasión del 1° Centenario de la independencia de la República Argentina. Buenos Aires.

C.F.E.E. (2010). Los 50 años del Consejo Federal de la Energía Eléctrica.

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico. (2022). CAMMESA. Obtenido de <https://cammesaweb.cammesa.com/>

ENARGAS. (s.f.). Obtenido de <https://www.enargas.gob.ar>

Encuentro (Dirección). (s.f.). Historia de un País, Capitulo 34. La energía en la Argentina [Película].

Furlán, A. (2017). La transición energética en la matriz eléctrica argentina (1950-2014). Cambio técnico y configuración espacial. Revista Universitaria de Geografía.

Ghia, A. (2012). Bicentenario de la Argentina : historia de la energía eléctrica. Famen & Cia S.A.

Jorge del Río. (1960). Electricidad y Liberación Nacional, el caso SEGBA. Buenos Aires: A. Peña Lillo.

Manuel Angel Abdala y Carlos Manuel Bastos. (1993). Transformación del sector el eléctrico argentino. Editorial Antártica S.A.

Medina, O. (2013). Redes Eléctricas Inteligentes, ¿Realidad, utopía o futuro? (R. I.-J. Secretaria de Energía, Ed.) Obtenido de <http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3774>

Capítulo 3

Mercado eléctrico y marco regulatorio

Tal como se describió en el capítulo anterior, en la década de 1880 se inicia el proceso de electrificación en Buenos Aires, principalmente con alumbrado público y servicio eléctrico para algunos particulares. Esta etapa es caracterizada por la presencia de empresas multinacionales privadas y el gobierno municipal de la Ciudad de Buenos Aires otorgando concesiones configurando un esquema de mercado descentralizado privado. El Estado municipal mantuvo la titularidad del servicio público y contrató a empresas privadas para que prestaran el servicio cediendo la explotación económica.

La CATE operó desde 1899 con un permiso provisorio y en 1907 obtuvo la concesión por cincuenta años. La empresa ITALO obtuvo una concesión desde 1912 y también por cincuenta años. En 1921 la CATE se transforma en CHADE y en 1936 se convierte en CADE. Dichas empresas eran integradas constituyendo monopolios en generación y distribución de energía eléctrica. Tuvieron bajo su responsabilidad la planeación y decisión de construcción de infraestructura e inversión. El Estado municipal fijaba las tarifas máximas permitidas siendo este un modelo por control de resultados. En los contratos de concesión se impusieron multas de distinto valor por cortes de suministro o suspensión de este.

El modelo eléctrico desde la regulación de 1907 hasta comienzos de la década del treinta fue de buen desempeño. Desde mediados de esa década hasta fin del período en análisis hay rápido crecimiento de la población y la actividad económica pone en evidencia la escasez de oferta. El municipio no elaboró una política para las necesidades urbanas y tuvo una función regulatoria débil. Además, parte del Concejo Deliberante de la década del treinta utilizó a la gestión de los servicios eléctricos como medio para la acumulación partidaria. Un ejemplo de esto fue la renovación de las concesiones eléctricas en 1936,

favoreciendo a las empresas de los intereses de los usuarios y de los derechos de la Municipalidad, suceso conocido como el "Escándalo de la CHADE", donde se probó a través del Informe Rodríguez Conde que las concesiones a favor de CADE y CIADE en 1936 fueron otorgadas de manera ilegal a través del delito de cohecho en algunos concejales municipales involucrados en la aprobación de las ordenanzas.

En el interior del país las distintas centrales se integraron en 1929 bajo una denominación común, "ANSEC". Como resultado de expropiaciones o al vencimiento de las respectivas concesiones, todas las centrales de ANSEC fueron transferidas paulatinamente a la Empresa estatal Agua y Energía Eléctrica.

A medida que crecía el Gran Buenos Aires, el control municipal se dificultaba porque se necesitaba mayor supervisión. Se genera entonces una crisis eléctrica debido al equipamiento obsoleto y falta de inversiones. A partir del año 1943 se manifestaba la necesidad de energía que no pudo tener su correlación respecto a la instalación de nuevas centrales especialmente por los siguientes factores:

- Imposibilidad de ampliaciones, debido a los períodos de guerra y post-guerra.
- Dificultades en la importación de combustibles, reemplazados por sustitutos inadecuados de bajo rendimiento.
- Carencia de fabricación nacional de elementos de reposición.
- Utilización al máximo de las reservas técnicas existentes.
- Situación de inestabilidad política y jurídica, con motivo de la asunción del nuevo gobierno en junio de 1943.

Primer reforma

A partir de 1943, con la creación de la Dirección Nacional de Energía y sucesivos decretos, las provincias adoptaron la nueva orientación y planeamiento nacional y fueron transfiriendo los servicios a CEDE (Dirección de Centrales Eléctricas del Estado), antecesora de Agua y Energía Eléctrica, a los efectos de la unificación y coordinación general del sector.

Durante el período 1946/1960 se establece el Plan Nacional de Energía cuyo objetivo principal consistía en prohibir el otorgamiento de

nuevas concesiones a empresas privadas, apropiación paulatina de las e empresas prestatarias de servicios públicos de electricidad por parte del Estado y procurar las condiciones favorables para que la situación financiera y la disponibilidad de divisas permitiera el cumplimiento estricto del Plan y la adquisición de las grandes empresas monopólicas.

A partir de la década del sesenta, la nueva empresa estatal Agua y Energía Eléctrica era la principal ejecutora de la política del gobierno nacional para el sector, y su crecimiento se debió al aumento vertiginoso de la demanda en los últimos años, y a la intención explícita de permitir el acceso de una porción creciente de población a los beneficios de los servicios eléctricos. Paradójicamente, fue la empresa estatal que más sufrió las consecuencias de las interferencias de tipo institucionales. Por ejemplo, en lo que respecta a su política tarifaria, se vio restringida por la inercia de las prácticas de sus predecesoras cuyos regímenes tarifarios no respondían a criterios técnico-económicos necesarios. Se mantuvo, pues una gran diversificación geográfica de precios y costos incrementales de capital, lo que motivó una serie de conflictos con las provincias. Durante la presidencia de Arturo Frondizi (1958-62) se aprobó la ley 15.336, conocida como "de Energía Eléctrica", que establecía la jurisdicción nacional para la Generación y Transmisión de electricidad y dejaba en el ámbito de jurisdicción provincial, la Distribución y Subtransmisión. Si bien las actividades de generación y transporte no estaban especificadas, el abastecimiento estaba regulado por la recientemente creada Secretaría de Energía y Combustibles.

El modelo regulatorio era de tasa de ganancia o costo de servicio. El contrato de concesión de SEGBA establecía que la compañía debía tener una tasa de retorno de 8% sobre los activos fijos más el capital de trabajo. En muchos momentos el sistema no se aplicaba en la práctica. Las tarifas a menudo quedaban congeladas o supeditadas a cuestiones que no tenían que ver con el costo.

CIAE permaneció en manos privadas reguladas por la Secretaria de Energía, sujeta a régimen de "COST PLUS" similar a SEGBA. El 12 de mayo de 1961 se firmó un convenio que tenía características técnicas acordes a SEGBA. En 1979 el Estado adquiere sus bienes, integrando la infraestructura de SEGBA.

Luego de la crisis eléctrica de los cincuenta, la situación mejoró con la creación de SEGBA y la puesta en marcha de la Central térmica San Nicolás, obra de Agua y Energía Eléctrica que tuvo que derivar gran parte de su energía generada a la zona metropolitana. La puesta en servicio de Central Costanera por parte de SEGBA contribuyó a la mejora de la potencia instalada en la Capital Federal, cuyo primer generador entró en servicio en 1963.

En la Capital Federal la empresa SEGBA ejercía la prestación del servicio eléctrico junto con la regulación, configurando un esquema centralizado estatal. Centralizado porque los servicios pasaron de la órbita de la Municipalidad de la Ciudad de Buenos Aires hacia la esfera federal y estatal porque la empresa creada de propiedad pública gestionó y reguló los servicios. Tal como se explicó anteriormente, SEGBA desde 1958 a 1961 fue una empresa mixta con capitales nacionales y de las empresas CADE y CEP. El capital era 80% del Estado Nacional y el resto de CEP y CADE, quienes gradualmente le fueron transfiriendo sus bienes. Ya en 1961 era 100% estatal. No obstante, hay que remarcar que en el área de la ciudad de Buenos Aires y partidos del gran Buenos Aires operaba la empresa privada ITALO, que formó parte de SEGBA recién a fines de la década de los setenta.

En SEGBA, durante 1980-1987 la inversión en infraestructura y mantenimiento representó el 65% de lo ejecutado en lo equivalente proporcional de la década anterior. El parque térmico presentaba altos niveles de indisponibilidad. Los indicadores de calidad de servicio tales como cortes de suministro y frecuencia de la tensión eran pobres, además de una mala calidad de servicio comercial ante reclamos, facturación y cobranza de la empresa. La empresa estuvo sometida a cambios de políticas tarifarias que fueron puestas al servicio de esquemas de contención de la inflación o de promoción social. La recaudación fue afectada por varios motivos. Las pérdidas técnicas y no técnicas fueron en 1987-1988 del 23%, casi un 80% por encima de los valores históricos de la empresa que eran de 13%. La situación hacia fines de la década de 1980 era difícil de sostener, a la situación crítica del servicio eléctrico se le agregaba la grave situación social y económica del país. Una alta tasa de indisponibilidad del parque generador y débil sistema eléctrico obligó

a establecer cortes rotativos en todo el gran Buenos Aires por varios meses para intentar sostener la situación y evitar el colapso.

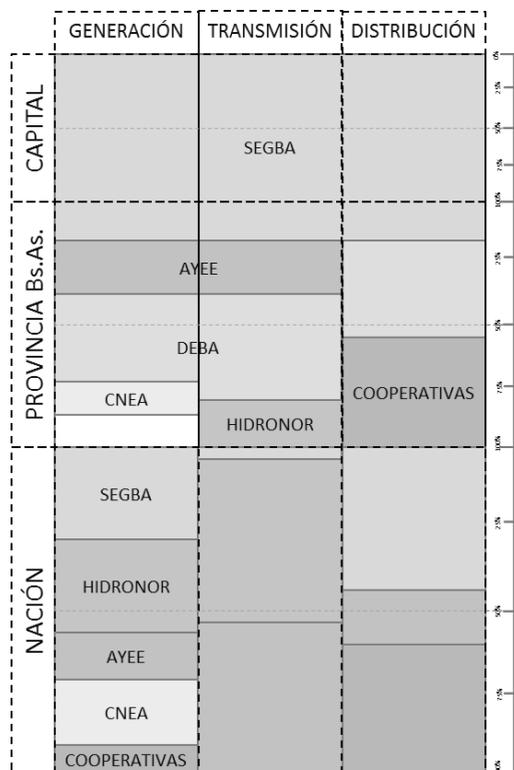


Fig. 3.1. Participación empresarial por segmento, previo a la reforma.

3.1. Nuevo marco regulatorio (ley 24.065)

La crisis eléctrica de 1988/1989, así como también la hiperinflación de 1989/1990 obligaron al Estado a buscar alternativas de reestructuración del sector eléctrico. Es así como el recién asumido gobierno de Carlos Menem decidió encarar una reforma del sector eléctrico. Se dictó la Ley de Reforma del Estado (23.696) y la Ley de Emergencia Económica (23.697) declarando la emergencia administrativa de la prestación de los servicios públicos.

La sanción de la ley 24.065 creó el nuevo Marco Regulatorio Eléctrico y marcó un punto de inflexión en la política hacia el sector. Las disposiciones contenidas en la norma buscaron que las actividades respondieran a reglas de juego transparentes, con la búsqueda de eficiencia a través de la implantación de mecanismos de competencia.

La sanción de dicha Ley, junto con la ley 15.336, conforman el marco regulatorio eléctrico. A partir de la sanción en el año 1992 comienza un nuevo período que se caracteriza por privatización del servicio eléctrico, y la regulación del sector del gobierno nacional en la ciudad de Buenos Aires y partidos del Gran Buenos Aires configurando un esquema centralizado privado. Centralizado porque el gobierno nacional es quien ejerce la titularidad y las funciones estatales regulando el servicio y es privado porque la prestación es realizada por empresas privadas, en donde la base contractual es una concesión.

| | Generación | Transmisión | Distribución |
|---------------------------|-----------------|----------------|--------------------------------|
| C.A.B.A. | | EDENOR | |
| | | EDESUR | |
| Provincia de Buenos Aires | | TRANSBA | EDEN EDES EDEA EDELAP |
| | | | COOPERATIVAS |
| Nación | GENERADORES | TRANSENER | |
| | COGENERADORES | | |
| | AUTOGENERADORES | INDEPENDIENTES | |

Fig. 3.2. Participación empresarial por segmento luego de la reforma.

SEGBA quedó dividida en siete unidades de negocio, cuatro empresas generadoras: Central Costanera, Central Puerto, Central Dock Sud y Central Pedro de Mendoza, y tres distribuidoras: Empresa Distribuidora Sur Sociedad Anónima (EDESUR), Empresa Distribuidora

Norte Sociedad Anónima (EDENOR) y Empresa Distribuidora La Plata S.A. (EDELAP). En la ciudad de Buenos Aires las empresas EDENOR y EDESUR fueron las encargadas del servicio de distribución. La jurisdicción en los servicios eléctricos de distribución de EDENOR, EDESUR y EDELAP es federal.

En el marco de lo dispuesto en la ley 24065, los decretos reglamentarios y las resoluciones de la S.E. emanadas de la misma ley, la estructura del mercado eléctrico resultante presenta actualmente las siguientes características:

- Negocio eléctrico dividido por actividades: generación, transmisión, 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.
- 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.
- Los Distribuidores pueden comprar la energía al mercado a un precio estabilizado actualizable trimestralmente.
- Los Generadores pueden vender energía al mercado a través de un precio spot horario.
- 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.

- El Ente Nacional Regulador de la Electricidad que se crea en el Artículo 54 de la presente ley, sujetará su accionar a los principios y disposiciones de la presente norma, y deberá controlar que la actividad del sector eléctrico se ajuste a los mismos.



Fig. 3.3. Características del mercado eléctrico.

3.2. Administración, regulación y control

En el marco de lo dispuesto en la ley 24065, los decretos reglamentarios y las resoluciones de la S.E. emanadas de la misma ley, la estructura del mercado eléctrico resultante presenta actualmente las siguientes características:

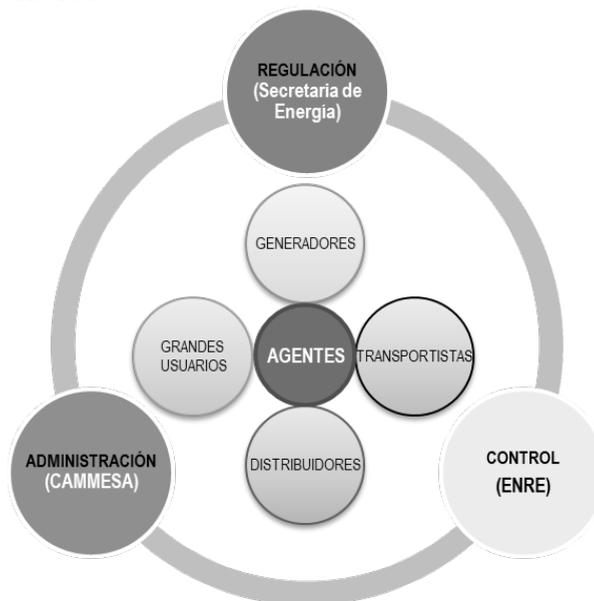


Fig. 3.4. Estructura del MEM

Regulación

El ministerio de energía se encarga de impartir y hacer cumplir las normas que regulan la actividad y las políticas del sector. Allí el Consejo Federal de la Energía Eléctrica maneja las relaciones con las provincias y la administración de fondos especiales.

También se dirigen las decisiones políticas que alientan las inversiones de expansión. Entre sus funciones principales, se destacan:

- Definir la política sectorial en concordancia con las pautas establecidas por el Poder Ejecutivo Nacional.
- Resolver los recursos que se interpongan en contra del accionar de los entes reguladores de las actividades específicas.
- Evaluar recursos naturales disponibles para su aprovechamiento energético en coordinación con la subsecretaria de combustibles.
- Fijar criterios y desarrollo de normativa del Despacho Técnico-Económico, tarifaria, sobre remuneración de los segmentos del mercado: Generación y Transporte; y preservación del Medio Ambiente.

Control

El ENRE regula la actividad eléctrica y controla que las empresas del sector: generadoras, transportistas y distribuidoras (Edenor y Edesur) cumplan con las obligaciones establecidas en el Marco Regulatorio y en los Contratos de Concesión. Creado en 1993 por la Ley N° 24.065, este organismo autárquico acata los lineamientos de la política energética nacional respecto del abastecimiento, transporte y distribución eléctricos.

Facultades:

- Reglamentaria: dicta normas de carácter general.
- De control: vela por el cumplimiento del Marco Regulatorio y de las cláusulas de los Contratos de Concesión.
- Sancionatoria: aplica sanciones previstas por el Marco Regulatorio vigente.

- Jurisdiccional: resuelve las controversias entre usuarios y concesionarios, y también entre los agentes del mercado eléctrico mayorista.

Objetivos:

- 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 que se apliquen a los servicios sean justas y razonables.
- Incentivar el abastecimiento, transporte, distribución y uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas.
- Alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible.

Dentro de la provincia de Buenos Aires el control es realizado por Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires (OCEBA). Ejerce el control sobre cuatro (4) distribuidores con concesión provincial: EDEN S.A., EDEA S.A., EDES S.A., EDELAP S.A. y casi doscientos (200) distribuidores con concesión municipal bajo la forma de Cooperativa o Sociedad de Economía Mixta, en la dilatada superficie territorial de casi 300.000 Km².

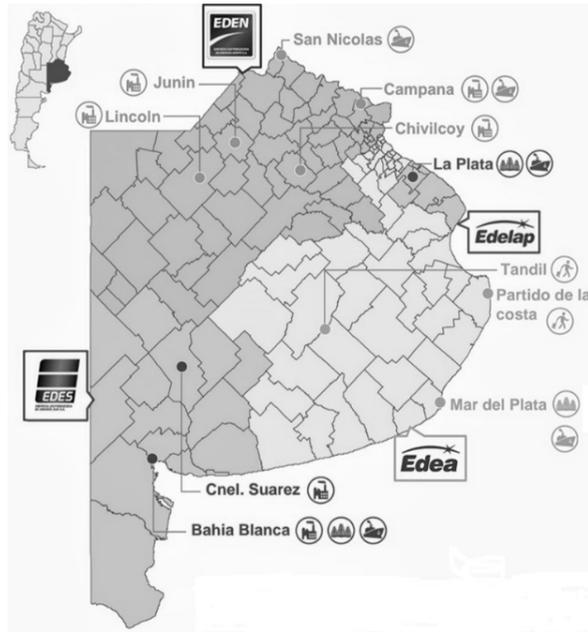


Fig. 3.4. Áreas de concesión de las distribuidoras de la provincia Bs.As. 2022

Administración

De acuerdo con lo previsto en el art. 35 de la ley 24065 el decreto 1192 de julio de 1992 dispuso la creación de CAMMESA sobre la base del Despacho Nacional de Cargas.

La compañía administradora del mercado mayorista eléctrico es una empresa de gestión privada con propósito público. El paquete accionario de CAMMESA es propiedad de los Agentes del Mercado Mayorista Eléctrico en un 80%. El 20% restante está en poder del ministerio público que asume la representación del interés general y de los usuarios cautivos.

Objetivos Generales:

- Maximizar la seguridad del Sistema y la calidad de los suministros y minimizar los precios mayoristas en el Mercado horario de energía.
- Prever y programar eficientemente el funcionamiento del MEM y del SADI.

- Operar el SADI y administrar el MEM con objetividad y máxima transparencia dentro del marco de las reglamentaciones del MEM.
- Mantener un proceso de mejora continua.



Fig. 3.5. Estructura de CAMMESA

3.3. Agentes del mercado mayorista eléctrico (M.E.M.)

Para poder operar en el Mercado Mayorista Eléctrico (M.E.M), toda empresa deber ser reconocida como "Agente". Los agentes reconocidos por el M.E.M son los que se indican en la Figura 3.6.

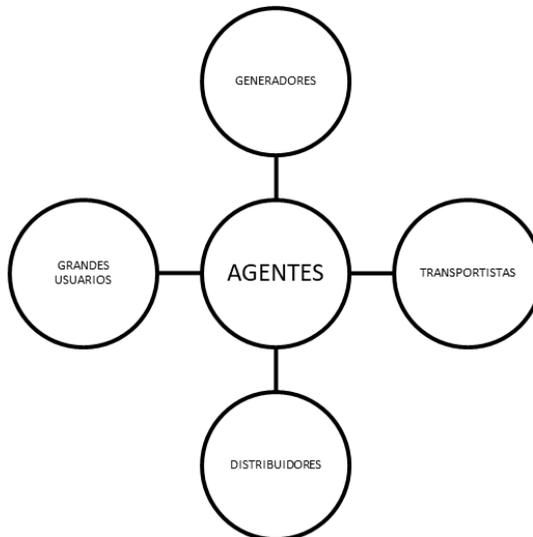


Fig. 3.6. Agentes reconocidos del M.E.M

Toda empresa para actuar como Agente del M.E.M, sea como Generador, Cogenerador, Autogenerador, Transportista, Distribuidor o Gran Usuario, debe obtener de la SECRETARIA DE ENERGIA la correspondiente habilitación conforme lo establecido en el Anexo 17 de los procedimientos de CAMMESA.

Generador

Debe ser titular de un establecimiento o planta destinado a la generación de energía eléctrica que coloque su producción en forma total o parcial en algún nodo perteneciente a un prestador de la función técnica de transporte de energía eléctrica (PAFTT).

Las generadoras tienen la obligación de acatar las normas de despacho, operación, seguridad y medioambiente establecidas por el mercado, así como también las disposiciones atinentes a las reglamentaciones nacionales en cada una de las materias que corresponda. Los generadores independientes venden la energía que producen a otros generadores, empresas de distribución, comercializadores, grandes usuarios y al mercado spot (definido más adelante). Existen generadores con ciertas características:

- Los cogeneradores, que generan conjuntamente energía eléctrica y vapor para fines industriales, etc. Se usa parte del vapor para generar electricidad, usando turbinas de contrapresión (no tienen condensador) de ciclo abierto. Los excedentes de energía eléctrica pueden venderse al MEM.
- Los autogeneradores, que es un establecimiento que genera electricidad como producto secundario de su actividad principal. Puede comprar y vender al MEM.
- Las estaciones de bombeo, que turbinan agua (generan electricidad) durante una semana y durante los picos de carga (electricidad más cara); y que bombean agua (demandan electricidad) durante una semana en los valles de carga (electricidad más barata).

El cogenerador y el autogenerador deben tener una potencia instalada de generación eléctrica igual o mayor a UN (1) MW y para el Autogenerador, una capacidad propia de generación que cubra como

mínimo el CINCUENTA POR CIENTO (50%) del total su demanda anual de energía.

Transportista

A pesar de que se ha definido a los Transportistas como los que vinculan eléctricamente a la demanda con la generación, la Función Técnica de Transporte (FTT) no es llevada a cabo sólo por los Transportistas, sino que cualquier Agente puede convertirse en Prestador de la Función Técnica de Transporte (PFTT).

En tal sentido, entonces se define como Función Técnica de Transporte (FTT) al servicio de vinculación que cumplen las instalaciones eléctricas que forma parte del SADI o las que están conectadas a estas o con instalaciones conectadas a estas últimas, sin distinción de las personas públicas o privadas a quienes pertenezcan, en cuanto a que comunican físicamente a compradores con vendedores entre sí y con el Mercado Eléctrico Mayorista.

Como se desprende de esta definición cualquier agente del mercado eléctrico mayorista puede cumplir función técnica de transporte, es decir, si en su red propia, un Generador, un Gran Usuario o un Distribuidor, además de los Transportistas, tiene conectado algún Gran Usuario algún Generador o algún Distribuidor, también cumple la Función Técnica de Transporte.

Distribuidor

Una clave importante para el desarrollo del Mercado está contenida en los contratos de concesión que otorga el Estado Nacional a los distribuidores que son reconocidos como agentes del MEM. En estos contratos, la obligación de suministrar (a riesgo de ser severamente penalizado) le impone al distribuidor la necesidad de garantizar niveles de suministro adecuados para atender su demanda.

En el mercado, esa garantía puede obtenerse a través de contratos a término en condiciones de cantidad y precios libremente pactados con los generadores. Aquella porción de la demanda de los distribuidores que no está sujeta a relaciones contractuales en el Mercado a Término, se canaliza a través de un Precio Estacional estabilizado cada tres meses. Los contratos a término, a su vez, añaden mayor estabilidad a las actividades

futuras de los generadores, brindando estímulos para la expansión de la capacidad de generación y transporte.

Los Precios Estacionales tienen revisión trimestral: De esta forma se logra suavizar la volatilidad de precios del Mercado Spot en los precios finales de la electricidad. Las señales de precio percibidas por los consumidores finales reflejan las distintas situaciones cambiantes de la oferta y la demanda, pero en forma estacional y con variaciones menos abruptas.

Debe ser responsable de atender, dentro de un área determinada, toda demanda de servicios para satisfacer las necesidades indispensables y generales de electricidad de usuarios finales que no tengan facultad de contratar su suministro en forma independiente y cumplir con las siguientes condiciones:

- Tener en cada área de prestación del servicio público de electricidad, una demanda mínima de potencia de CINCUENTA (50) kW,
- Tener una Concesión de Servicio Público de Distribución otorgada por autoridad competente. El Contrato de Concesión deberá seguir los lineamientos de la Ley N° 24.065, estableciendo, como mínimo, la obligatoriedad de abastecer a toda la demanda, el cumplimiento de los principios tarifarios de la citada Ley y la fijación de condiciones de calidad en la prestación del servicio.

La Provincia de Buenos Aires en materia de distribución de energía eléctrica se divide en cuatro áreas: Atlántica, Norte, Río de la Plata y Sur. Dentro de cada una de ellas opera un concesionario provincial y varios prestadores municipales.

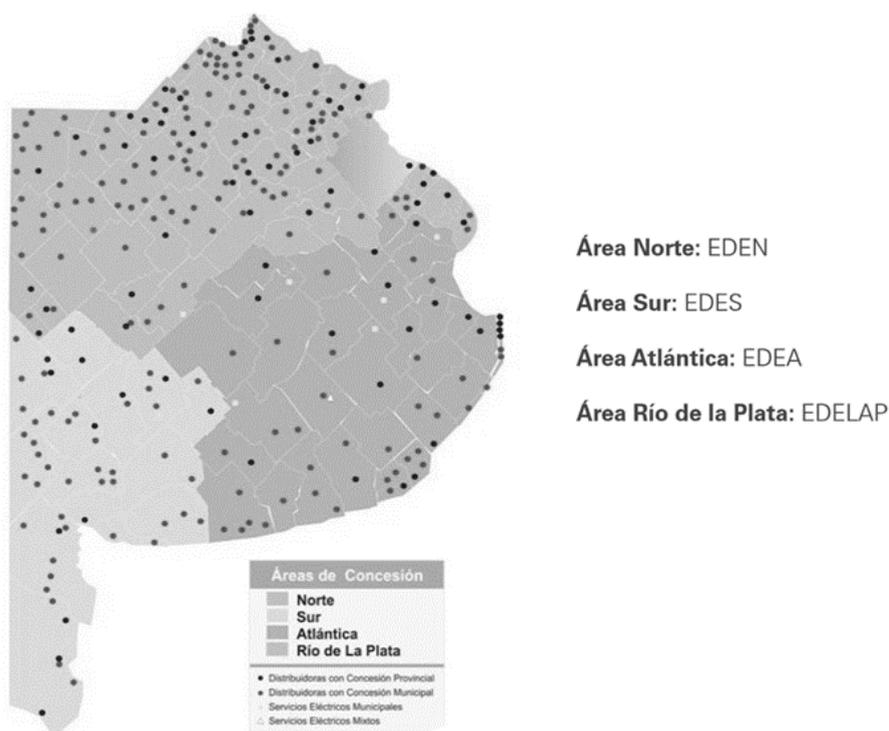


Fig. 3.7. Distribuidoras de concesión municipal y provincial de Bs.As.²⁰

Existen más de 200 Cooperativas en la Provincia de Bs.As. cuyo poder concedente es el Municipio del Partido correspondiente. La prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica a cada uno de los usuarios de la Provincia se realiza bajo la misma Normativa, el mismo Contrato de Concesión y el mismo regulador, esto es, la Autoridad de Aplicación y el Organismo de Control establecidos por la ley 11.769. La Ley 11.769 y el Decreto 2479-2004 establece el Marco Regulatorio en la provincia de Buenos Aires. Fija los lineamientos que luego se detallan en los Contratos de Concesión, y la función que cumple cada Organismo. Actualmente, el Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos cumple el rol de Autoridad de Aplicación y el OCEBA el de Organismo de Control.

²⁰ Fuente: <https://oceba.gba.gov.ar/>

Grandes usuarios

Los Grandes Usuarios dentro del Mercado Eléctrico responden a cuatro categorías bien definidas por su nivel de consumo: Grandes Usuarios Mayores (GUMA), Grandes Usuarios Menores (GUME), Grandes Usuarios Particulares (GUPA) y Grandes Usuarios de la distribuidora (GUDI) que si bien no son agentes del MEM asumen compromisos y comportamientos similares a los anterior.

- **GUMA:** Potencia demandada mayor a 1MW y energía demandada mayor a 4380MWh anuales, contrato en el mercado a término de al menos el 50% de su demanda de energía con Generadores o comercializadores. Dispone de esquema de alivio de carga por subfrecuencia y equipo de medición de demanda remoto (SMEC). Debe contar también con sistema de medición de demanda (SMED)²¹
- **GUME:** Potencia demandada entre 30kW y 2MW, medición triple tarifa. Contrato del 100% de la demanda de energía con Generadores o comercializadores. Debe contar con sistema de medición de demanda (SMED)
- **GUPA:** Potencia demandada entre 30kW y 100kW, medición simple tarifa. Contrato del 100% de la demanda de energía con Generadores o comercializadores.
- **GUDI:** Potencia mínima demandada de 300 kW. Puede contratar con uno o más generadores su demanda total leída a través de la distribuidora (quien formaliza el contrato por cuenta y orden del GUDI). En caso de contratar con un generador, no opera en el Mercado Spot. Utiliza Medidores y mecanismos de alivio de carga de la distribuidora. Debe contar con sistema de medición de demanda (SMED).

²¹ Procedimiento Técnico 27: Habilitación comercial del sistema SMED

| DEMANDA [kW] | | | | | | | | | | | VINCULADO A RED: | COMPRA DE ENERGÍA: | PEAJE | DENOMINACIÓN | | | | | | | | | | | | |
|--------------|----|-------------------|------------------|------------------|-------------------------------|--------------------------|----|----|----|-----|------------------|--------------------|-------|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|---------------|--------------|------|----------------------|
| 0 | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 | 70 | 80 | 90 | 100 | | | | | 200 | 300 | 400 | 500 | 600 | 700 | 800 | 900 | 1000 | 2000 | 3000 | |
| RESID. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | DISTRIBUIDORA | DISTRIBUIDOR | NO | RESIDENCIAL |
| | | MEDIANAS DEMANDAS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | DISTRIBUIDORA | | NO | INDUSTRIAL COMERCIAL |
| | | | GRANDES DEMANDAS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | DISTRIBUIDORA | | NO | |
| | | | | GRANDES DEMANDAS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | DISTRIBUIDORA | | NO | GUDI |
| | | | | | GRANDES USUARIOS PARTICULARES | | | | | | | | | | | | | | | | | | DISTRIBUIDORA | MEM | SI | GUPA |
| | | | | | | GRANDES USUARIOS MENORES | | | | | | | | | | | | | | | | | DISTRIBUIDORA | | SI | GUME |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | DISTRIBUIDORA | | SI | GUMA |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | TRANSPORTISTA | | NO | |

Fig. 3.8. Características de los grandes usuarios del M.E.M

3.4. Funcionamiento del mercado

El mercado eléctrico mayorista (MEM) se compone de:

- Un Mercado a Término, con contratos por cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre vendedores y compradores.
- Un Mercado Spot²², con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción, representado por el Costo Marginal de Corto Plazo medido en el Centro de Carga del Sistema;
- Un Sistema de estabilización de precios por trimestre previstos para el Mercado Spot, destinado a la compra de los Distribuidores.

La coordinación de la operación técnica y administración del MEM se realiza a través del organismo encargado del despacho (OED). Los agentes reconocidos del MEM entregan al OED la información requerida para la Base de Datos del sistema. Cada vez que se produce un cambio en alguno de estos datos, la empresa debe informar al OED, quien

²² Se refiere al mercado de precios horarios en los que se comercializa la energía no sujeta a contratos de abastecimiento. En este mercado, el precio de la energía eléctrica se define en función del costo marginal. El precio establecido para cada hora se denomina precio de mercado (PM).

tendrá la responsabilidad de mantener actualizado este conjunto de información. La base de datos y sus sucesivas actualizaciones es puesta a disposición de todos los integrantes del MEM por el OED.

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 entre los agentes del MEM y el OED, asociada a la operación y a las transacciones comerciales que se lleven a cabo, serán cubiertas por medio del Sistema de Operación y Despacho (SOD), que abarcara específicamente lo siguiente:

- Un sistema de operación en tiempo real (SOTR), que brindara los medios físicos necesarios para llevar a cabo la coordinación de la operación en tiempo real del Sistema Eléctrico.
- Un sistema de medición comercial (SMEC), destinado a la medición, registro y transmisión de la información necesaria para la ejecución de las Transacciones Económicas en el MEM.
- Un sistema de comunicaciones (SCOM) afectado a la operación en tiempo real y al sistema de medición comercial, abarcando enlaces de voz, datos, telex, etc.
- Sistema de Medición de Demanda (SMED) en modo tal de que el OED pueda recolectar y/o recibir los valores de energía demandados en forma periódica²³

3.4.1 Definición de precios en el M.E.M. – características²⁴

Los Precios a Grandes Usuarios del MEM resultan diferentes en cada mes de Transacción del MEM, de acuerdo a lo mencionado anteriormente, estos compran mediante contrato y libremente en mercado spot.

²³ Según lo requerido para el cumplimiento de la Resolución S.E. N°1281/2006

²⁴ https://www.minem.gob.ar/servicios/archivos/6886/AS_14817236511.pdf

Los Precios a Distribuidores son Estabilizados (PEST) trimestralmente. Los calcula el OED (CAMMESA) y se aprueban por Resolución.

Los Precios Mayoristas surgen de la competencia horaria entre cerca de 300 unidades de generación representadas por más de 50 empresas participantes privadas, nacionales, provinciales e internacionales y cuyo despacho de generación es asignado en función de la eficiencia operativa de cada unidad y de su disponibilidad.

Todos los precios y resultados son informados en la página de CAMMESA, de libre acceso para los Agentes del Mercado y usuarios en general, incluyendo además los valores físicos de energía generada y combustibles utilizados tanto en su previsión como en los valores reales medidos.

La minimización Costos Variables se realiza según los Procedimientos de Despacho que establece la Autoridad sectorial y el OED (CAMMESA por Decreto 1192/92) aplica en los distintos períodos de Programación del MEM (Estacional, Semanal, Diaria) hasta la Operación en Tiempo Real. La función objetivo es minimizar en cada período de programación los costos de abastecimiento de la demanda, considerando los recursos disponibles (máquinas, combustibles, capacidad de embalses) y las limitaciones de la red de Transporte. Dicho procedimiento se desarrollará en profundidad en el capítulo 4.

La minimización de los Costos de Potencia se realiza a través de procesos de asignación de la capacidad en función de la disponibilidad de potencia y de la incorporación de la nueva oferta requerida para acotar riesgos de falla o aumentar la eficiencia del parque de generación mediante licitaciones públicas abiertas.

Las licitaciones correspondientes a la Generación Renovable son también de tipo competitivo y tienen como objetivo cumplir con la diversificación de la matriz energética mediante el aporte de energía renovable que sustituye el consumo de generación con combustibles fósiles y consecuentemente modifica los Costos Variables incurridos.

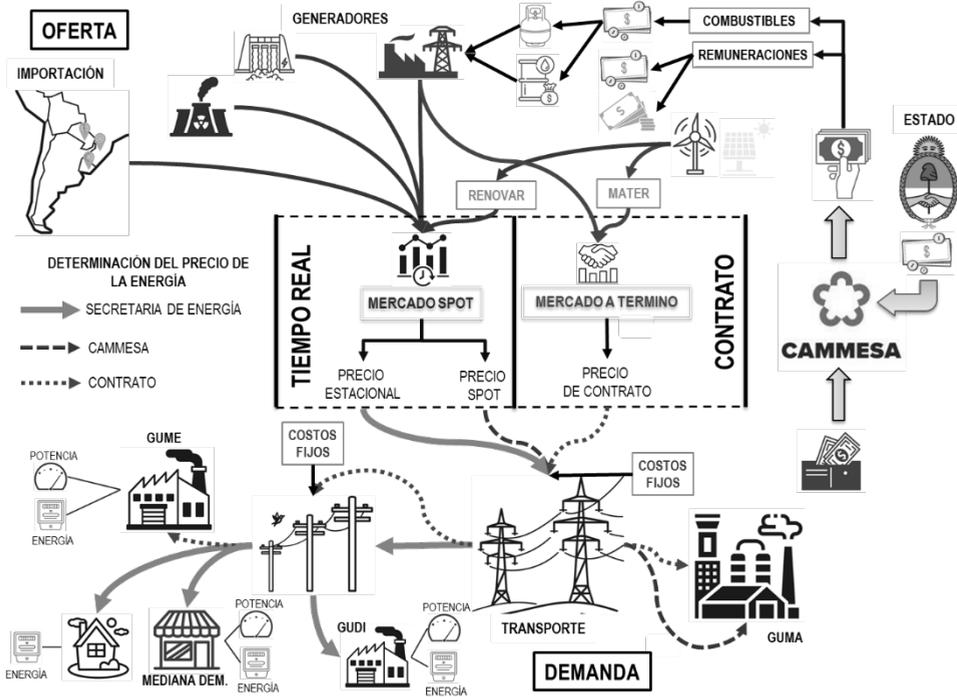


Fig. 3.9. Esquema de funcionamiento del M.E.M

Como puede verse en la Figura 3.9, los costos del MEM pueden agruparse en: costos de combustibles para las máquinas térmicas, costos fijos de operación, contratos con los generadores donde se cubren los costos fijos y variables que perciben por generar y/o potencia disponible dentro de los cuales algunos están pesificados y otros se abonan en dólares; y contratos con generación renovable los cuales en su mayoría están dolarizados. Los contratos entre partes pueden darse con generación convencional pero en los últimos años se destaca la mayor participación de los contratos "MATER" (Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuentes Renovables), que tiene como objetivo reglamentar un mecanismo de compra de energía eléctrica que permita la adquisición de energía eléctrica por libre acuerdo entre las partes, para que los Grandes Usuarios del MEM, con demandas de potencia iguales o mayores a 300 kW, tengan una alternativa para adecuarse a la Ley N°

27.191 por cuenta propia y no necesariamente como parte de la compra conjunta, instrumentada en el Programa RenovAr²⁵.

3.4.2 Programación del despacho y precio estacional

Los Precios Estacionales se fijan periódicamente según una tarifa binómica calculada en base a la operación del M.E.M prevista por el organismo encargado del despacho (OED), 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 M.E.M. 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).

Conforme la regulación y procedimientos establecidos por la Secretaría de Energía, el OED debe, con los modelos de optimización y programación aprobados por tal Secretaría, y la Base de Datos Estacional,

²⁵ Para dar cumplimiento a la Ley de Energías Renovables Nº 27.191, en mayo de 2016, el gobierno argentino lanzó el programa RenovAr, una convocatoria abierta que contempla una serie de beneficios fiscales y mecanismos de financiamiento, como así también mejoras regulatorias y contractuales con el objeto de sortear algunos de los obstáculos de inversión que provocaron el fracaso de los planes anteriores.

obtener la Programación Estacional del M.E.M basado en el despacho óptimo que minimice el costo total de operación.

Antes de finalizar el primer trimestre del Período Estacional, el OED 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, el OED produce entonces cuatro programaciones y cálculos de precios trimestrales.

- Programación Estacional de Invierno.
- Reprogramación Trimestral de Invierno.
- Programación Estacional de Verano.
- Reprogramación Trimestral de Verano.

El OED envía el estudio correspondiente al período programado, ya sea la Programación Estacional o la Reprogramación Trimestral, denominado Programación Provisionaria, a los agentes del M.E.M para su análisis y comentarios. Luego de realizar los ajustes necesarios de acuerdo con las observaciones recibidas, el OED elabora la Programación Definitiva que enviará a la SECRETARÍA DE ENERGÍA. En base a este estudio, la SECRETARÍA DE ENERGÍA establece mediante Resolución los Precios Estacionales de la Energía y de la Potencia para el siguiente Período Trimestral.

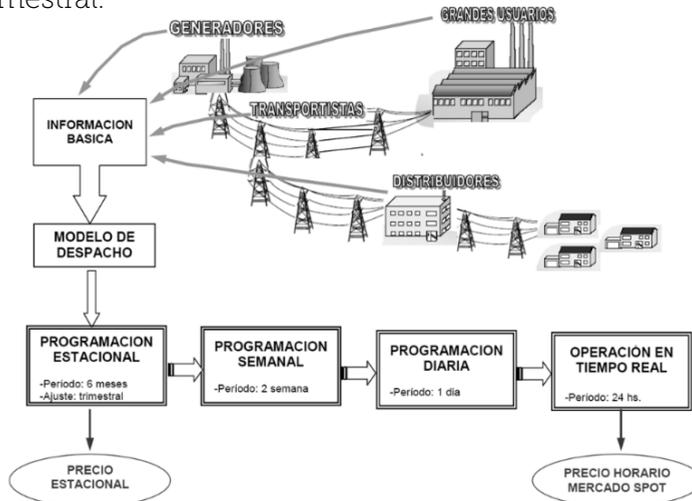


Fig. 3.10. Formación de precio estacional y spot.

El despacho semanal se efectúa sobre la base de las programaciones estacional y mensual (modelo de largo plazo), teniendo en cuenta el valor del agua declarado por cada una de las centrales hidráulicas optimizables de capacidad estacional.

La programación diaria es realizada por el OED, con un modelo de despacho hidrotérmico, que tiene como función objetivo minimizar el costo operativo del sistema como un todo.

El modelo permite:

- Representar la configuración de la red con el nivel de detalle necesario para tener en cuenta las restricciones que afecten el despacho diario, garantizar que el despacho es realizable y que se ajusta a las restricciones de Transporte y Operación vigentes;
- Realizar los flujos de carga de la red y determinación de las pérdidas, precios de nodo y correspondientes factores de nodos horarios; representar el parque térmico y nuclear en detalle, indicando disponibilidad por tipo de combustibles por central o máquina y sus correspondientes costos variables de producción estacional, para definir la mezcla óptima, el consumo específico para definir el costo marginal, el consumo propio para definir su potencia neta, las restricciones a la variación de carga horaria máxima, y las posibilidades de aportar a la regulación de frecuencia primaria y secundaria

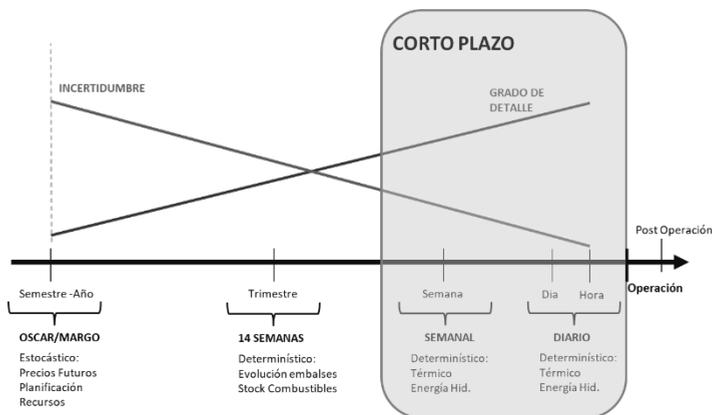


Fig. 3.11. Grado de detalle vs incertidumbre de la programación.

3.4.3 Precio de compra al M.E.M. – Grandes usuarios y distribuidores

El orden de despacho de la generación se define en base a un criterio de mínimo costo para el abastecimiento de la Demanda.

Los dos componentes principales de los Costos del MEM son:

- Costos variables, asociados a la Energía consumida (p.e. Variables de Combustibles, Fletes, Operación y Mantenimiento, Servicios) y
- Costos fijos, asociados a la Potencia demandada en días extremos (Fijos de Capacidad Instalada y de Expansión)

El costo medio monómico es el costo representativo de adquisición de energía en el MEM de los Grandes Usuarios del MEM (alrededor de 20% de la demanda). Diferente es el caso de los Distribuidores, que como se dijo anteriormente, compran al Precio Estabilizado que se establece por Resoluciones. Dicho costo representa la suma de los costos representativos de producción (propios y asociados) de energía eléctrica en el MEM, divide la demanda abastecida total, en un periodo de control y se representa con una ecuación (de varias variables) resultando en un valor único para distintas variables técnicas y económicas en el período de control y una participación relativa del peso de las variables elegidas.

$$\text{Costo Medio Monómico} = \frac{\sum \text{Costos de generación directos e indirectos}}{\text{Demanda Abastecida por el MEM}}$$

Inicialmente la definición del precio estacional (PEST) se ubicaba alrededor del precio monómico medio, cubriendo 100% del mismo. Desde el año 2003 comienza a aumentar el monómico medio y no así el PEST, haciendo aumentar la diferencia entre ambos hasta llegar al año 2015 en donde la cobertura con el PEST respecto al monómico medio llego a 15%.

En la definición del costo monómico, los costos asociados al uso del combustible representan más del 60% del costo total del sistema.

En el MEM la oferta está conformada con algo más del 60% de máquinas térmicas, es decir máquinas que necesitan un combustible

para poder producir energía eléctrica. La generación hidráulica representa alrededor del 30% de la capacidad total, mientras que en la parte restante se encuentra la energía nuclear y las energías renovables.

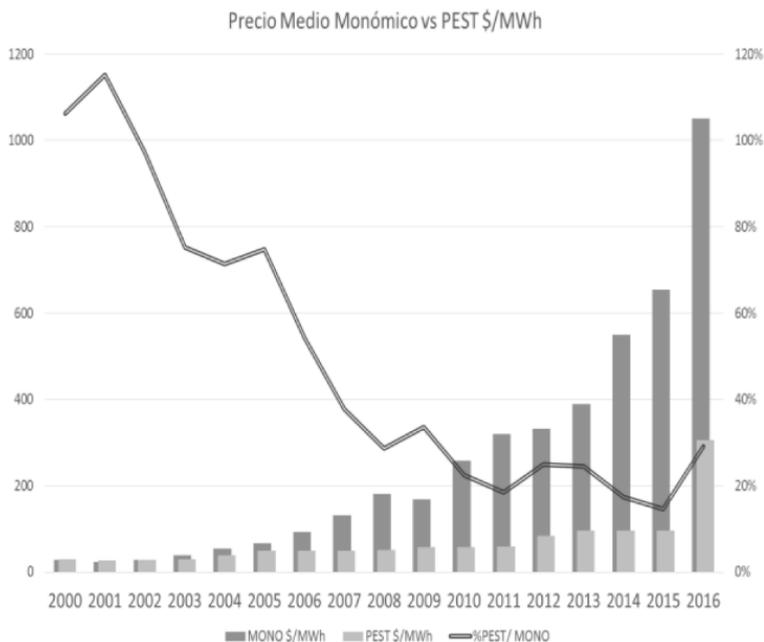


Fig. 3.12. Precio medio monómico vs precio estacional [$\$/MWh$] ²⁶.

Las características de nuestra matriz de generación (Capítulo 1), donde la generación térmica es la principal fuente de generación ligada a disponibilidad escasa de combustibles a precios internacionales, una generación hidráulica dependiendo de las condiciones hidrológicas, y frente a la necesidad de abastecer una demanda con crecimientos sostenidos en los últimos años (la demanda residencial asociada su comportamiento principalmente a la temperatura), hizo aumentar el uso de los combustibles, especialmente los combustibles alternativos.

La disponibilidad de gas natural constituye la variable más relevante que afecta la operatoria del sistema, tanto en lo que respecta a costos, como a riesgos de abastecimiento. Frente a la escasez de suministro de gas, se debe emplear gas oil como combustible sustituto

²⁶ https://www.minem.gob.ar/servicios/archivos/6886/AS_14817236511.pdf

en las turbinas de gas y en los ciclos combinados, y fuel oil como combustible sustituto en las turbinas de vapor.

La diferencia entre los costos de los combustibles alternativos realmente utilizados y el precio de mercado sancionado, se reconoce como un sobrecosto que se adiciona al precio de la energía, sólo para aquellos generadores que utilizan combustibles sustitutos. El ítem "sobrecostos transitorios de despacho" es un prorrateo de este sobrecosto entre toda la energía comercializada y se puede observar más adelante en el gráfico de composición del precio monómico.

A continuación, se describen algunos conceptos incluidos en el cálculo del costo monómico de la energía, los cuales pueden clasificarse en:

- Asociados a la energía
- Sobrecostos
- Contratos
- Potencia y servicios
- Cargos de transporte

Sobrecostos combustibles

Son impuestos que no se incluyen en el precio máximo reconocido para combustibles en el MEM, o sea en el cálculo del correspondiente Precio de Referencia para dichos combustibles y que son abonados por generadores que consumen combustible propio.

Energía adicional

Para cada semana del mes se realiza un balance entre generación y demanda de energía medidas. La diferencia resultante como pérdidas totales de energía se valoriza al precio de nodo de la generación, así surge un monto semanal de diferencia, este monto sobre la demanda determina el precio por energía adicional de la semana.

Sobrecosto transitorio de despacho (STD)

La sanción de precios spot se realiza basada en el supuesto de que toda la generación tiene libre abastecimiento de gas natural y el valor de

agua no sanciona precios si resulta superior al originado en el combustible gas.

Contratos de abastecimiento (CA)

Contemplan el prorrateo en la energía total generada en el MEM, de la diferencia entre el precio de la energía informado por CAMMESA y lo abonado por medio de contratos especiales con nuevos generadores, como por ejemplo los contratos de energías renovables establecidos por el GENREN y resoluciones posteriores.

En la Figura 3.13 se puede apreciar el incremento del costo monómico en los meses de invierno del año 2022, principalmente por el sobrecosto de combustible debido al fuerte salto en el precio de gas importado.

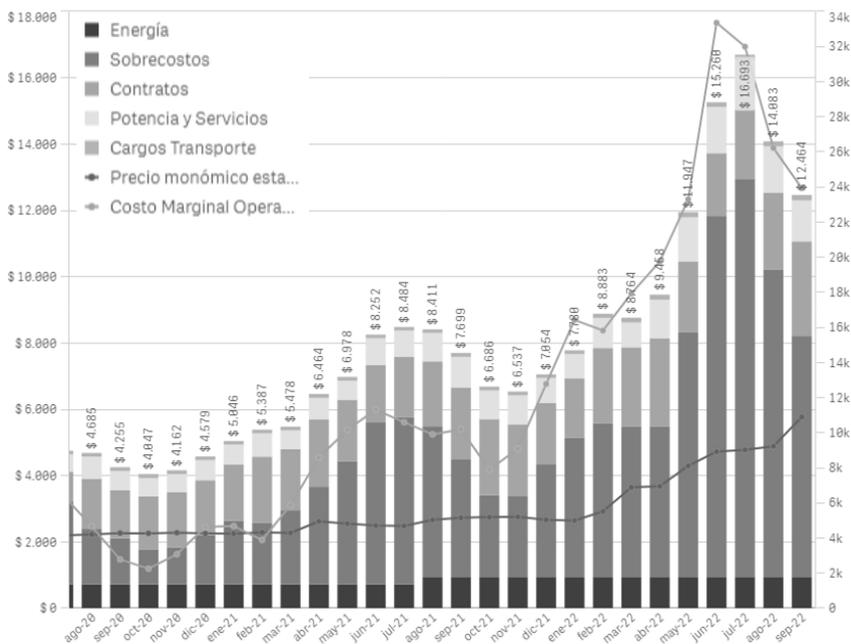


Fig. 3.13. Evolución del precio monómico medio [\$/MWh] ²⁷.

²⁷ <https://cammesaweb.cammesa.com/informe-sintesis-mensual/>

3.5. Remuneración al transporte y distribución

La remuneración de la concesionaria del servicio público de transporte en alta tensión por el servicio prestado a través del sistema de transporte de energía eléctrica en alta tensión existente, calculada conforme se establece en las resoluciones de la secretaria de energía dictadas de acuerdo con lo requerido por el artículo 36 de la ley 24.065, está integrada por los siguientes conceptos:

- **Conexión:** son los ingresos que percibirá por operar y mantener, conforme a la calidad de servicio requerida, todo el equipamiento de conexión y transformación dedicado a vincular con el sistema de transporte de energía eléctrica en alta tensión existente, a sus usuarios directos o a otras transportistas.
- **Capacidad de transporte:** son los ingresos que percibirá por operar y mantener, conforme a la calidad de servicio requerida, el equipamiento de transporte dedicado a interconectar entre sí los distintos nodos del sistema de transporte de energía eléctrica en alta tensión, incluyendo el sistema de medición comercial (SMEC).

En cada Programación Estacional y Reprogramación Trimestral el OED deberá calcular, en base a los importes establecidos en el Contrato de Concesión de TRANSENER para la Remuneración por Conexión, el Cargo por Hora de Conexión (CHCONEX) que corresponde a cada tipo de equipamiento para el período. La Remuneración por Conexión para TRANSENER será el total abonado por Cargos de Conexión.

De haber un equipamiento "i" compartido, cada usuario "j" del mismo abonará una proporción del Cargo por Conexión del equipamiento en función a su potencia máxima requerida dentro de la potencia máxima total en el punto de conexión. El OED determinará para el Período Base de Uso la participación de cada Usuario en base a su potencia máxima requerida en dicho período, e informará el Factor de Proporción del Cargo de Conexión (FACTCij) que corresponde a cada uno de los Usuarios "j".

La potencia máxima requerida se determina de acuerdo con el tipo de Usuario.

- Para Distribuidores y Grandes Usuarios, el requerimiento se calcula como el máximo de las potencias máximas declaradas correspondientes al Período Base de Uso. Para el caso de nuevos agentes, se utilizará para los meses del período en que no haya pertenecido al MEM la potencia máxima declarada para dichos meses.
- Para los Generadores, se considerará como requerimiento su potencia nominal.

El OED deberá calcular el cargo que abonará cada mes un usuario "j" de la conexión "i" multiplicando el cargo por hora definido en la Programación Estacional o Reprogramación Trimestral por las horas de disponibilidad reales del mes y descontadas las penalidades por conexión que corresponden a dicho equipamiento (PENCON), afectado por el factor de proporcionalidad definido.

Distribución

Los precios de la energía, potencia y los precios de transporte son definidos por CAMMESA a través de sus programaciones semestrales y reprogramaciones trimestrales, las que luego son aprobadas y publicadas a través de resoluciones emitidas por la Secretaría de Energía, a estos valores se los conoce como precios estacionales. Estos precios estacionales sancionados por la Secretaría de Energía trimestralmente fijan el precio de la energía para la compra por parte de los Distribuidores Agentes del MEM. Este costo es trasladado directamente en las tarifas a usuarios finales, mediante un mecanismo denominado *pass-through*²⁸. De esta manera uno de los componentes principales de las tarifas eléctricas, previo a la aplicación de impuestos, es el costo de energía del MEM que las distribuidoras pasan directamente a los usuarios.

²⁸ El mecanismo de *Pass Through* permite pasar a tarifa un valor representativo del costo promedio de compra en el Mercado Eléctrico Mayorista, del costo de los contratos a término efectuados con anterioridad al proceso de privatización y de los costos del transporte.

El otro componente principal de la tarifa al usuario es el Valor Agregado de Distribución (VAD). Sobre la suma de ambos, se aplican impuestos. El VAD es el componente que remunera la actividad de distribución, está compuesto por los costos de capital requeridos para la construcción y renovación de redes, por los costos de operación y mantenimiento y por los costos de gestión comercial, incluyendo una tasa de rentabilidad razonable. Esta remuneración se fija con un mecanismo conocido como Revisión Tarifaria Integral, o RTI. Da incentivos económicos a las distribuidoras para aumentar la eficiencia y disminuir el nivel de pérdidas.

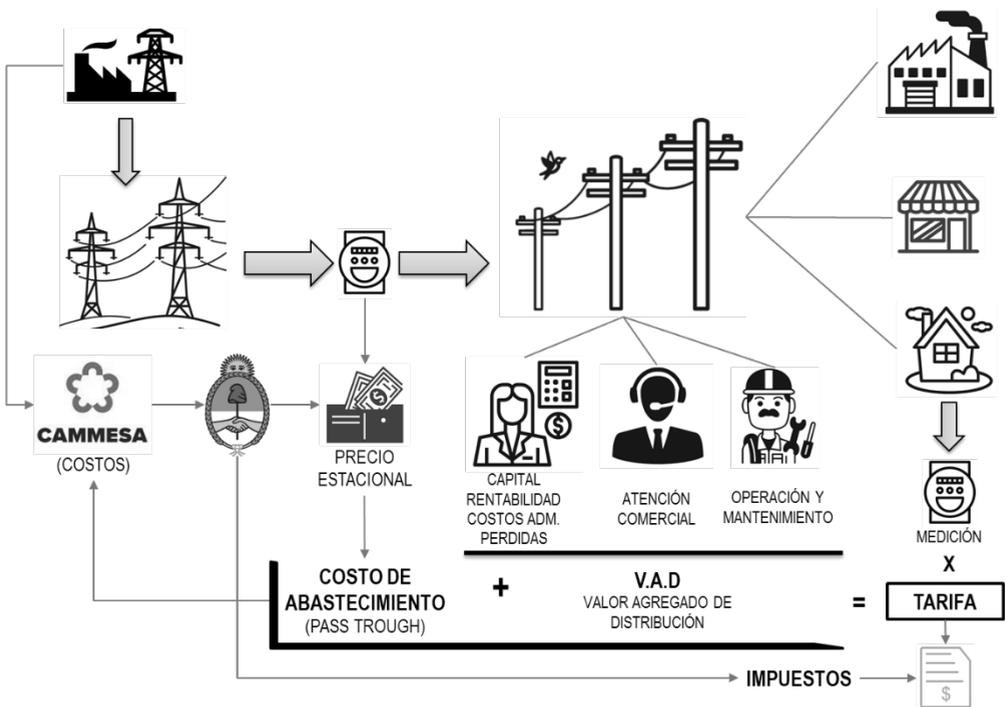


Fig. 3.14. componentes de la tarifa de distribución eléctrica

3.6. Tarifas

Los cargos que la autoridad regulatoria municipal, provincial o regional autoriza a cobrar a la empresa distribuidora (o la cooperativa eléctrica) por el servicio público de electricidad se publican en una tabla que se denomina "Cuadro Tarifario". En esta tabla aparecen todos los

distintos tipos de usuarios de acuerdo a los niveles de consumo y a la tensión a la que está conectado. Los cuadros tarifarios deben ser publicados para conocimiento del usuario (por Ley). Cada distribuidora los debe publicar en su sitio web pero también los debe tener disponibles en cada sucursal con atención al público. También pueden obtenerse del ente regulador correspondiente. De hecho, los cuadros tarifarios sólo pueden ser aplicados por la empresa distribuidora una vez que la autoridad regulatoria correspondiente los apruebe y haga públicos (normalmente por resolución del organismo pertinente).

3.6.1 Clasificación

T1R - Uso residencial

Los servicios eléctricos prestados en los lugares y para los usos enumerados a continuación:

- Casas o departamentos destinados a vivienda únicamente, excepto hoteles, alojamientos, casas de pensión y casas donde se subalquilen habitaciones.
- Casa - habitación en la que el titular ejerza profesiones liberales, considerando como tales a los diplomados en instituciones o institutos oficiales y/o privados reconocidos. Se exceptúan los casos en que haya pluralidad de profesionales y/o aquellos en que exista más de una persona trabajando en relación de dependencia.
- Casa - habitación cuyos ocupantes desarrollen trabajos a domicilio, siempre que en las mismas no existan locales de atención al público, y que la potencia de los motores o aparatos afectados a dichos trabajos no excedan de cinco décimas de kilovatios (0,5 KW) cada uno y tres kilovatios (3 KW) en conjunto.
- Dependencias o instalaciones en condominio de inmuebles cuando el destino mayoritario del mismo sea vivienda.
- En zonas urbanas y suburbanas sin servicio de agua corriente por red de cañerías, para el bombeo de agua potable destinada al consumo doméstico unifamiliar.
- Casa - habitación en la que el titular del suministro, en una dependencia de la misma posea un negocio pequeño de venta de artículos y/o servicios al menudeo (kiosco, venta de pan, verduras,

comestibles en general, arreglo de calzado, etc.) y cuya potencia instalada sea inferior a la correspondiente al área destinada a vivienda.

T1 Re - Servicio estacional

Se considera como Suministro Estacional el recibido por aquellos usuarios residenciales cuyo consumo máximo de energía en un período de facturación cualquiera durante el año calendario inmediato anterior, supere en al menos setenta y cinco por ciento (75%) el promedio de los consumos facturados en ese año calendario. En estos casos la tarifa aplicable será la Tarifa 1 Residencial Estacional (T1RE). Un usuario encasillado como T1RE en razón de su modalidad de consumo histórico, podrá solicitar a la compañía mediante comunicación escrita ser re-encasillado como T1R, si expresa que dicha modalidad de consumo no reunirá en lo sucesivo las características de tipo estacionales más arriba definidas.

EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) se reserva el derecho de verificar tal cambio de comportamiento en el consumo, y el de anular el re-encasillamiento si comprueba en la práctica que el consumo continúa siendo estacional. En tales casos la compañía tendrá derecho a facturar las diferencias entre la tarifa T1RE y T1R, desde la fecha en que otorgó el re-encasillamiento.

T1G - Servicio general

Será considerado como suministro estacional el recibido por aquellos usuarios del servicio general cuyo consumo máximo de energía en un período de facturación cualquiera durante el año calendario inmediato anterior, supere en al menos cincuenta por ciento (50%) el promedio de los consumos facturados en ese año calendario. En estos casos la tarifa aplicable será la Tarifa 1 Servicio General Estacional (T1GE). Un usuario encasillado como T1GE en razón de su modalidad de consumo histórico, podrá solicitar a la compañía mediante comunicación escrita ser re-encasillado como T1GBC o T1GAC, si expresa que su modalidad de consumo no reunirá en lo sucesivo las características de tipo estacionales más arriba definidas.

EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) se reserva el derecho de verificar tal cambio de comportamiento en el consumo, y el de anular el re-encasillamiento si comprueba en la práctica que el consumo continúa siendo estacional. En tales casos la compañía tendrá derecho a facturar las diferencias entre la tarifa T1GE y la que se le aplicó efectivamente al usuario, como consecuencia del re-encasillamiento, desde la fecha en que el mismo tuvo lugar.

T1AP - Alumbrado público

Los usuarios que utilizan el suministro para el Servicio Público de Alumbrado y Señalamiento Luminoso, según se describe a continuación:

- Iluminación de caminos, avenidas, calles, plazas, puentes y demás vías de uso público.
- Alimentación de sistemas eléctricos de señalización de tránsito.
- Iluminación de fuentes ornamentales, monumentos y relojes de propiedad nacional, provincial o municipal.

T2 - Medianas demandas

La Tarifa T2 se aplica a todos los suministros de energía eléctrica cuya demanda de potencia, independientemente de la finalidad a que se destine el consumo, sea mayor o igual a diez kilovatios (10 KW) y menor de cincuenta kilovatios (50 KW). Los precios aplicables serán los que correspondan al nivel de tensión óptimo técnico-económico para la atención de suministro.

La duración de los tramos horarios será coincidente con los que se establezcan a nivel nacional para las transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista (M.E.M.), de acuerdo a lo siguiente:

- Duración del tramo horario de pico: coincidente con el del M.E.M
- Duración del tramo horario fuera de pico: comprende los períodos de valle nocturno y horas restantes del M.E.M.

T3 - Grandes demandas

La Tarifa T3 se aplica a todos los suministros de energía eléctrica cuya demanda de potencia, independientemente de la finalidad a que se destine el consumo, sea mayor o igual a cincuenta kilovatios (50 KW).

T4 - Pequeñas demandas rurales

La Tarifa T4 se aplica a todos los suministros de energía eléctrica prestados a usuarios que cumplan los siguientes requisitos:

- Su demanda máxima no exceda los diez kilovatios (10 KW) de potencia.
- Se encuentren servidos a través de una línea de media tensión, en forma directa o a través de puestos de transformación de media tensión a baja tensión individuales o compartidos.

T5 - Servicio de peaje

EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) permite el uso de sus instalaciones y equipamiento de distribución existentes a los Grandes Demandas, Generadores y/u otros Distribuidores que así lo requieran, y que fueran reconocidos como tales conforme al Marco Regulatorio vigente, y que deban utilizar las instalaciones de EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) para vincularse con otros agentes también reconocidos.

T6 - Servicio de peaje

EL DISTRIBUIDOR (conforme definición del art. 10 de la ley 11.769, Decreto Reglamentario y normas complementarias) permite el uso de sus instalaciones y equipamiento de distribución existentes a los Medianas Demandas.

| Tarifa 3 (Grandes Demandas) | | Pot < a 300 kW | Pot = > a 300 kW | Pot = > a 300 kW Org. Púb. de Educ. y Salud |
|-----------------------------|-----------|----------------|------------------|------------------------------------------------|
| Concepto | Unidad | Valor | Valor | Valor |
| • Baja Tensión | | | | |
| Cargo Fijo | \$/mes | 5.493,80 | 5.493,80 | 5.493,80 |
| Cargo Potencia Contratada | \$/kW-mes | 579,20 | 579,20 | 579,20 |
| Cargo Potencia Adquirida | \$/kW-mes | 75,88 | 439,46 | 75,88 |
| Cargo Variable Pico | \$/kWh | 7,221 | 15,421 | 7,415 |
| Cargo Variable Resto | \$/kWh | 7,041 | 15,413 | 7,237 |
| Cargo Variable Valle | \$/kWh | 6,859 | 15,406 | 7,057 |
| • Media Tensión | | | | |
| Cargo Fijo | \$/mes | 6.332,68 | 6.332,68 | 6.332,68 |
| Cargo Potencia Contratada | \$/kW-mes | 315,70 | 315,70 | 315,70 |
| Cargo Potencia Adquirida | \$/kW-mes | 87,50 | 506,74 | 87,50 |
| Cargo Variable Pico | \$/kWh | 6,863 | 14,655 | 7,047 |
| Cargo Variable Resto | \$/kWh | 6,691 | 14,648 | 6,878 |
| Cargo Variable Valle | \$/kWh | 6,519 | 14,641 | 6,706 |
| • Alta Tensión | | | | |
| Cargo Fijo | \$/mes | 8.224,26 | 8.224,26 | 8.224,26 |
| Cargo Potencia Contratada | \$/kW-mes | 107,63 | 107,63 | 107,63 |
| Cargo Potencia Adquirida | \$/kW-mes | 81,89 | 474,23 | 81,89 |
| Cargo Variable Pico | \$/kWh | 6,581 | 14,054 | 6,758 |
| Cargo Variable Resto | \$/kWh | 6,417 | 14,046 | 6,595 |
| Cargo Variable Valle | \$/kWh | 6,251 | 14,040 | 6,431 |

Fig. 3.15. Ejemplo cuadro tarifario categoría T3

3.6.2 Facturación de la energía

La energía es factura por la empresa de distribución de acuerdo a la energía activa consumida (kWh) en un período, por ejemplo, un bimestre. Para usuarios residenciales no hay distinción de horarios. Para tarifa T3 (usuarios industriales), la energía se factura en tres bandas horarias durante el día:

- Horas pico (o punta): Horas durante las cuales el sistema está muy solicitado y, por ende, más caro. En general de 18 a 23 hs.
- Horas valle (o nocturnas): Horas durante las cuales el sistema está menos solicitado y, por ende, más barato. (23:00hs a 5:00hs)
- Horas resto: El resto de las horas que no corresponden a ninguna de las otras dos categorías, con costo intermedio. La energía consumida en cada banda horaria se factura por separado con sus cargos correspondientes. (05:00hs a 18:00hs)

| VINCULADO A RED: | COMPRA DE ENERGÍA: | PEAJE | DENOMINACIÓN | AGENTE DEL MEM | NIVEL DE TENSIÓN | CAT. | CARGOS | | | | | |
|------------------|--------------------|-------|----------------------|----------------|------------------|----------------------|-------------------------------------|----|----|----|----|-----|
| | | | | | | | FIJO | EP | EV | ER | PP | PPF |
| DISTRIBUIDORA | DISTRIBUIDOR | NO | RESIDENCIAL | NO | BT | T1 | X | X | | | | |
| DISTRIBUIDORA | | NO | INDUSTRIAL COMERCIAL | NO | BT | T2 | X | X | X | | X | X |
| DISTRIBUIDORA | | NO | | NO | BT MT AT | T3BT T3MT T3AT | X | X | X | X | X | X |
| DISTRIBUIDORA | | NO | GUDI | NO | | T5BT T5MT T5AT | X | X | X | X | X | X |
| DISTRIBUIDORA | MEM | SI | GUPA | SI | BT MT AT | T5BT T5MT T5AT | X | X | X | X | X | X |
| DISTRIBUIDORA | | SI | GUME | SI | | | X | X | X | X | X | X |
| DISTRIBUIDORA | | SI | GUMA | SI | | | X | X | X | X | X | X |
| TRANSPORTISTA | | NO | | SI | AT | - | CARGOS POR CONEXIÓN A TRANSPORTISTA | | | | | |

EP: Energía en pico
 Ev: Energía en valle
 ER: Energía en resto
 PP: Potencia en pico
 PFP: Potencia fuera de pico

Fig. 3.16. Esquema de cargos por tipo de usuario

3.6.3 Facturación de la potencia

La potencia es la energía demandada en cada instante. El tratamiento es similar que en el caso de la energía. Cuando un cliente contrata una determinada potencia, la empresa distribuidora se compromete a poner a disposición la infraestructura correspondiente, independientemente del uso que le dé. Contratar una potencia alta sin usarla implica altos costos fijos innecesarios. Por otra parte, demandar una potencia mayor a la contratada implica: por un lado, quitar capacidad de otros usuarios de la red, razón por la cual se penaliza; y, por otro lado, que la empresa distribuidora deba poner a disposición una infraestructura todavía mayor a la contratada, con el consiguiente riesgo de corte.

Potencia contratada o convenida (kW): potencia máxima contratada en la distribuidora. La misma puede tener valores distintos en dos bandas:

- Potencia contratada en horas pico (o en punta): demandar potencia cuando el sistema está muy cargado tiene mayor costo.
- Potencia contratada fuera de horas pico (o fuera de punta): demandar potencia cuando el sistema está menos cargado tiene menor costo.

Potencia usada/adquirida (kW): potencia máxima que efectivamente se registró o demandó por más de 15 minutos en el mes. La misma puede tener valores distintos en dos bandas:

- Potencia usada/adquirida en horas pico (o en punta): demandar potencia cuando el sistema está muy cargado tiene mayor costo
- Potencia usada/adquirida fuera de horas pico (o fuera de punta): demandar potencia cuando el sistema está menos cargado tiene menor costo

Para evitar recargos por el término de potencia, se ha de asegurar que ningún valor de demanda máxima sobrepase el valor de potencia contratada, ver Figura 3.17.

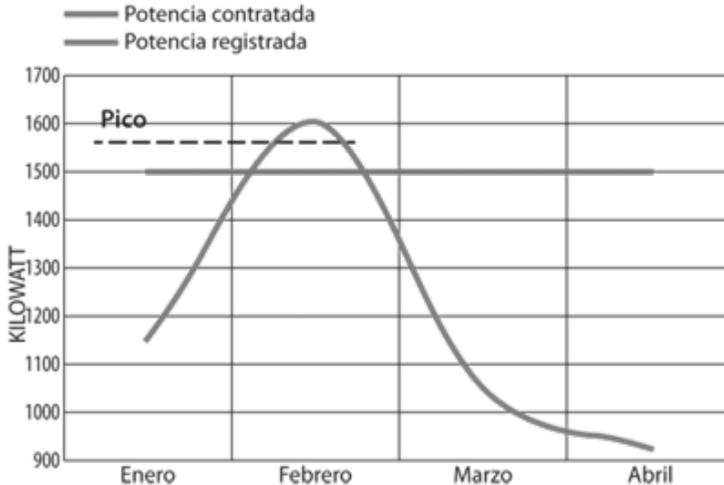


Fig. 3.17. Perfil de carga de un usuario industrial²⁹

²⁹ “Uso eficiente de la potencia contratada”, Fuente: https://www.editores-srl.com.ar/sites/default/files/ie334_sangalli_potencia.pdf

A la hora de emitir una factura, se toma el dato de mayor valor durante el periodo de facturación, y se compara con la potencia contratada. Siempre que este dato sea mayor que la potencia contratada por el usuario, existirá una penalización económica en la factura. Por lo tanto, si durante el mes se supera la potencia contratada, durante un periodo de quince minutos, esto conllevará penalizaciones, incluso si solo se ha sobrepasado una sola vez.

La disminución de la potencia contratada disminuye el gasto, el cual, en comercios e industrias, promedia entre el treinta y el cuarenta por ciento de consumo respecto del uso potencial de la potencia contratada.

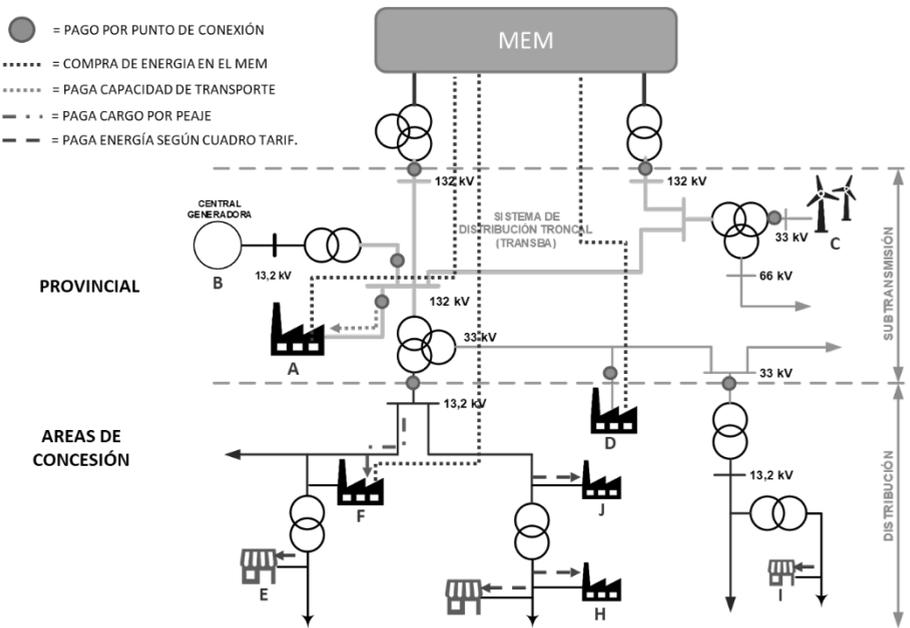


Fig. 3.17. Esquema de remuneración de la demanda

Bibliografía

- Agua y Energía Eléctrica. (1987). *40 Años Agua y Energía Eléctrica*. Buenos Aires: Impresiones Gráficas Tabaré S.A.I.C.
- C.A.T.E. (1910). *La Compañía Alemana Transatlántica de Electricidad en ocasión del 1° Centenario de la independencia de la República Argentina*. Buenos Aires.
- C.F.E.E. (2010). *Los 50 años del Consejo Federal de la Energía Eléctrica*.
- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico. (2022). CAMMESA. Obtenido de <https://cammesaweb.cammesa.com/>
- ENARGAS. (s.f.). Obtenido de <https://www.enargas.gov.ar>
- Encuentro (Dirección). (s.f.). *Historia de un País, Capítulo 34. La energía en la Argentina* [Película].
- Furlán, A. (2017). La transición energética en la matriz eléctrica argentina (1950-2014). Cambio técnico y configuración espacial. *Revista Universitaria de Geografía*.
- Ghia, A. (2012). *Bicentenario de la Argentina : historia de la energía eléctrica*. Famen & Cia S.A.
- Jorge del Río. (1960). *Electricidad y Liberación Nacional, el caso SEGBA*. Buenos Aires: A. Peña Lillo.
- Manuel Angel Abdala y Carlos Manuel Bastos. (1993). *Transformación del sector el eléctrico argentino*. Editorial Antártica S.A.
- Medina, O. (2013). *Redes Eléctricas Inteligentes, ¿Realidad, utopía o futuro?* (R. I.-J. Secretaria de Energía, Ed.) Obtenido de <http://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3774>
- OCEBA. (s.f.). *Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires*. Obtenido de <https://oceba.gba.gov.ar/>

Capítulo 4

Aspectos económicos de la generación

4.1. Clasificación de las centrales eléctricas

En el Capítulo 1 se clasificaron a las centrales eléctricas de acuerdo con la fuente primaria de energía que utilizan para generar energía eléctrica. Otra clasificación que se realiza es de acuerdo con la función que estas desempeñan dentro del sistema eléctrico, la cual es definida por las características del ciclo térmico en el caso de centrales térmicas o nucleares, y el tipo de embalse para el caso de centrales hidroeléctricas. Esta nueva clasificación permite comprender cuál es el tiempo aproximado que las centrales están en servicio durante el año, cuyo valor impacta en el cálculo de los costos operativos que se analizarán más adelante.

De acuerdo con la función que cumplen para el despacho se las clasifica en:

Centrales de base

Suministran la mayor parte de la energía eléctrica de forma continua, es decir, están sometidas a variaciones de carga muy limitadas. Por ejemplo, las centrales eléctricas de agua fluyente, centrales nucleares y grandes centrales térmicas. En las centrales con ciclo térmico esto se debe a la inercia térmica que se debe respetar para no dañar los componentes por variaciones bruscas de temperatura.

Centrales de punta

Trabajan en paralelo con las centrales de base y cubren las puntas de carga (funcionamiento periódico). Como centrales de punta se emplean centrales hidráulicas y centrales con turbinas de gas. Este tipo

de centrales se caracterizan por su rápida de respuesta ante la orden de marcha y/o incrementos de potencia necesarios en pocos minutos.

Centrales de reserva:

Sirven para sustituir total o parcialmente a las centrales hidráulicas de base en casos de escasez de agua o avería de algún elemento del sistema eléctrico. Son de uso intermitente. Como centrales de reserva se suelen emplear centrales térmicas de carbón o grupos diésel.

Centrales de socorro

De rápida puesta en funcionamiento y próximas a los centros de consumo. Sirven para paliar los efectos del fallo o avería de las líneas de transporte o de las subestaciones. Son móviles, y pequeñas, por lo general, grupos diésel.

Centrales de acumulación o bombeo

Aprovechan el sobrante de potencia que en determinados momentos puede tener el sistema de energía eléctrica (por ejemplo, por menor consumo) para acumular energía hidráulica aguas arriba de la presa.

Centrales autodespachables

Aquellas centrales o parques de generación que utilizan fuentes energéticas basadas en la utilización del sol, el viento, el agua o la biomasa vegetal o animal. Se caracterizan por no utilizar combustibles fósiles, como sucede con las energías convencionales. Estas centrales son autodespachables, esto significa que entran en servicio de forma individual en cuanto cumplen con las condiciones de sincronización con la red para aportar energía.

De acuerdo con estas funciones que cumple cada una, el organismo que administra el mercado (CAMMESA) las despacha para cubrir la demanda. Como se describió en el punto 1.3, existe una demanda base que se considera constante en el día y una demanda variable por encima de esta. Además, se debe cumplir con los niveles de reserva de seguridad (Punto 1.4) que exige el despacho. Como se puede apreciar en la Figura 4.1, donde se grafica un despacho con muy baja

penetración de generación renovable, la curva de demanda diaria es cubierta por centrales de base y centrales de punta.

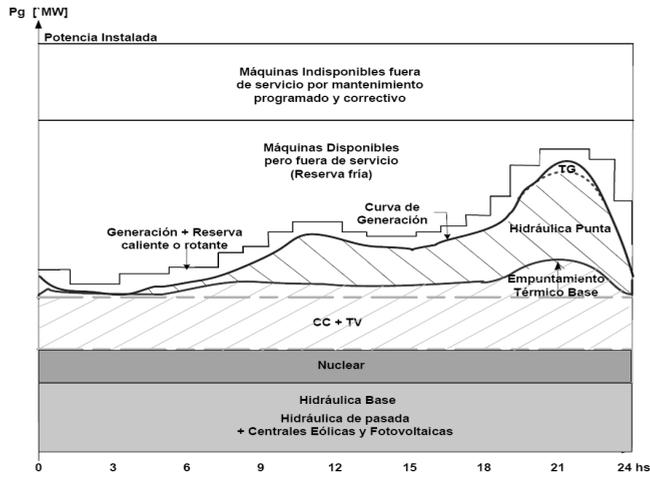


Fig. 4.1. Ejemplo de un despacho diario de centrales

La información obtenida de la curva de demanda diaria no es útil a fin de programar la producción a largo plazo, dada la gran cantidad de factores que influyen sobre ella, sobre todo las oscilaciones de tipo semanal, estacional y anual, así como otras influencias de tipo aleatorio. Sin embargo, para el fin anteriormente citado, se prefiere utilizar la curva de demanda anual o curva monótona de carga, la cual se deduce, a partir de las curvas de carga diaria a lo largo de un año, sumando para cada nivel de potencia demandada el número de horas en que dicha potencia se ha igualado o superado a lo largo del año.

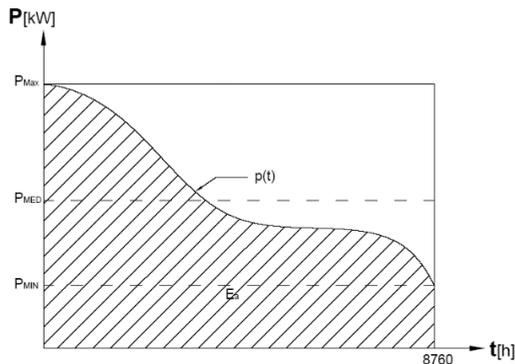


Fig. 4.2. Curva de monótona de carga

A partir de esta grafica es posible obtener una serie de parámetros característicos de la demanda y de la generación los cuales servirán tanto para la planificación del despacho como para el análisis de los costos de la energía eléctrica de una región o sector en particular que se desee estudiar.

4.2. Parámetros de la demanda

Energía consumida (E_a)

El área bajo la curva monótona de carga representa la energía consumida por el sistema en el año. Esto se explica a partir de la definición de curva monótona de carga, donde se representa el tiempo expresado en horas durante el cual cada potencia aparece en el transcurso de un año.

Potencia media (PMED)

A partir de la energía consumida se puede determinar la carga media anual o potencia media se define como:

$$P_{MED} = \frac{E_a}{T_0}$$

Dónde:

- E_a = energía anual demandada (kWh)
- T_0 = 8760 horas (1 año)

Factor de carga (C):

Es la relación entre la energía consumida y la que se consumiría si el sistema absorbiese constantemente la potencia máxima

$$C = \frac{P_{MED} \cdot T_0}{P_{MAX} \cdot T_0} = \frac{P_{MED}}{P_{MAX}}$$

Si el factor de carga es bajo significa que la P_{MAX} es grande con respecto a la P_{MED} , por lo cual el sistema deberá ser lo suficientemente robusto como para afrontar fuertes picos de potencias elevadas en pocos intervalos de tiempo.

De la misma manera que se obtuvieron parámetros característicos de la demanda es posible determinar parámetros característicos de la producción de energía.

4.3. Parámetros de la producción

Continuando con el análisis de la curva monótona de carga, se definen los siguientes parámetros de la generación o producción de la energía eléctrica:

Potencia instalada

Es la suma de las potencias nominales de los grupos generadores que componen el parque de producción.

Potencia disponible

En el punto 1.4 se mencionó el hecho de que un sistema cuenta con un parque de generación, pero no siempre esté se encuentra en condiciones de generar. Se definió a la potencia "Disponible" como la suma de las potencias de los grupos generadores con que se puede contar en un momento determinado para cubrir el consumo. Se diferencia de la potencia instalada en la capacidad de los grupos que se encuentran fuera de servicio o en revisión, o que por falla de un componente no pueden funcionar a potencia máxima.

Factor de Reserva (fr)

En ausencia de intercambios de energía, la red debe hacer frente a la demanda de sus propios abonados y en particular a la punta de potencia anual. Pero es evidente que la potencia instalada debe ser en alguna medida mayor que esta demanda máxima, por dos razones fundamentales:

- La potencia máxima anual se conoce a priori solo de una manera estimativa, tanto en lo que concierne a su magnitud como al momento de producirse.
- La probabilidad de falla de los grupos generadores durante las horas del año en que se presenta esa demanda máxima es un factor variable dentro de márgenes reducidos.

Se define el factor de reserva como:

$$fr = \frac{P_{DISP}}{P_{MAX}}$$

Dónde:

- P_{DISP} = potencia disponible
- P_{MAX} = potencia máxima

Factor de utilización (fu)

Es el cociente entre la energía que ha producido realmente una instalación a lo largo de un determinado periodo de tiempo (generalmente un año) y la que podría haber producido de haber funcionado todo el tiempo a su potencia máxima.

$$fu = \frac{E_a}{P \cdot T_0} = \frac{P_{MED}}{P}$$

Dónde:

- P = potencia nominal del grupo o potencia instalada, en el caso de una central con varios grupos de una red general.

Tiempo de utilización (Tu)

Se define para cada grupo o central como el número de horas que debería funcionar de forma permanente a su potencia máxima a lo largo de todo el año para producir la misma cantidad de energía E_a .

$$Tu = \frac{E_{a,i}}{P_{MAX,i}} = fu_i \cdot T_0$$

Es un elemento sumamente importante en el análisis de mercados dado que da la idea de cómo se está aprovechando la potencia instalada. Supongamos un bajo tiempo de utilización, ello implica que la relación de energía-carga es muy dispar, es decir alta carga y valores bajos de energía. ¿Qué significa esto? Una potencia que es utilizada a su máximo valor muy pocas horas. Evidentemente no es un mercado favorable, seguramente la tarifa a la que estarían sometidos los usuarios sería alta. Caso contrario ocurriría con un mercado cuyo Tu fuese alto. Es fácil inferir pues que siendo el tiempo de utilización un valor característico del mercado y las maquinas generadoras una

consecuencia de este, influirá por lo tanto sobre las mismas, ya sea en el momento de su instalación como en el posterior uso. En la preselección de centrales o máquinas para un despacho económico, es indispensable definir, entre otras cosas, que centrales o máquinas serán operadas (o se montarán) como base, cuales irán como semibase y cuales cubrirán las puntas.

4.4. Costos de la generación eléctrica

El precio de la energía eléctrica generada por una central está determinado por el gasto necesario para su producción, el cual puede dividirse en tres partes: una parte fija asociada a la inversión para su construcción y/o ampliaciones, otra parte fija vinculada a costos operativos y una tercera parte relacionada a costos variables operativos y de combustibles. A continuación, se describen con mayor detalle cada uno de ellos

Capital

Es el costo de construcción de un proyecto, libre de intereses durante la construcción. Internacionalmente se lo conoce con el término de "Overnight cost". El Overnight cost se usa frecuentemente cuando se describen plantas de energía. La unidad de medida que se usa normalmente cuando se cita el costo de capital es \$/kW.

Los costos de construcción incluyen:

- Costos directos de construcción más costos previos a la construcción, como licencias, estudios ambientales. Esta es la componente que más peso tiene en el costo total de capital. Como se verá en los capítulos siguientes, esto se relaciona con el tamaño, cantidad de edificios, circuitos principales y equipos que la central requiere para funcionar.
- Costos indirectos, como los costos de ingeniería y administrativos que no pueden asociarse con una categoría específica de costos de construcción directos.
- Contingencias que puedan ocurrir durante la construcción.

Operación y mantenimiento

Son todos los gastos distintos a los de combustible, tales como los costos de mano de obra, bienes de consumo, equipos auxiliares, servicios externos, entre otros.

Como se describió para el caso de los costos de capital, los costos de O&M pueden variar bastante de una planta a otra dependiendo del tipo y tamaño de la planta, su ubicación y la filosofía de operación de la planta elegida en el estadio de diseño por el dueño de la planta.

Combustible

El costo de combustible depende del consumo específico (kcal/kWh) y el precio del combustible que se utilice para generar. El consumo específico representa la eficiencia con que la energía del combustible usado en el proceso se convierte en energía eléctrica.

A continuación, se analizará con mayor profundidad la variabilidad de los costos fijos y variables anuales, que debe enfrentar una planta, de forma separada y su relación con el tamaño de la planta y el tiempo de utilización que se explicó anteriormente.

4.4.1 Gastos fijos anuales de generación

Como se mencionó, estos son los gastos derivados de la propia capacidad productora instalada y se puede asumir que son proporcionales a la potencia instalada de la central. Una planta de mayor capacidad implica mayores gastos de mantenimiento, personal, tasas e impuestos.

Para su estudio se aplicarán las siguientes hipótesis simplificadoras:

- Los costos fijos son proporcionales a la potencia instalada.
- Estos costos fijos se mantienen constantes, es decir, cada año se hace repercutir una cantidad constante sobre el coste de producción de la central, que se denominará costo fijo anual.

Los gastos fijos anuales pueden representarse mediante la siguiente expresión:

$$C_f = P_{INS} \cdot p \cdot i \text{ (\$/año)}$$

Siendo:

- P_{INST} = Potencia instalada [kW].
- p = Precio del kW instalado a la fecha de puesta en servicio de la central.
- i = amortización (cantidad de dinero que hay que pagar anualmente como gasto por el dinero invertido).

4.4.2 Gastos variables anuales de generación

Son los gastos debidos al costo de la energía primaria y a los costos de mantenimiento. Para su estudio se aplicarán las siguientes hipótesis simplificadoras:

- El precio del combustible, mano de obra, etc., se supondrán constantes. En realidad, este precio es el valor actualizado de los precios previstos para cada año según la tasa de inflación que se considere.
- Los costes variables se supondrán proporcionales a la energía eléctrica producida.

Los gastos de combustible son generalmente de mayor peso entre los gastos variables anuales y vienen dados por la siguiente expresión:

$$C_v = E_a \cdot c = P_{INS} \cdot T_u \cdot c \text{ (\$/año)}$$

Siendo:

- E_a = Energía total anual [kWh/año].
- c = Costo de combustible [\$/kWh].

Los gastos totales anuales entonces resultan de la suma de ambos términos:

$$C_T = C_v + C_f = (P_{INS} \cdot T_u \cdot c + P_{INS} \cdot p \cdot i) \text{ [$/año]}$$

Dicho valor representa el costo total anual necesario para mantener en servicio la central produciendo E_a (kWh/año). De acuerdo a esto, el costo total es directamente proporcional a la potencia instalada. Para poder realizar un análisis comparativo de dicho costo entre centrales se debe referir a valor unitario de potencia instalada.

El gasto anual por kW instalado resulta:

$$C_p = \frac{C_T}{P_{INS}} = p \cdot i + c \cdot T_u$$

Como puede verse en la Figura 4.3, donde se grafican a modo de ejemplo el C_p en función del tiempo de utilización (T_u) de una central hidroeléctrica y dos termoeléctricas, los costos representativos de una central hidroeléctrica son constantes y no varían con el tiempo de utilización (despreciando los costos variables de operación y mantenimiento), por lo tanto, este tipo de centrales solo tendrá costos fijos. En cambio, en las centrales termoeléctricas, los costos se incrementan debido al combustible que utilizan.

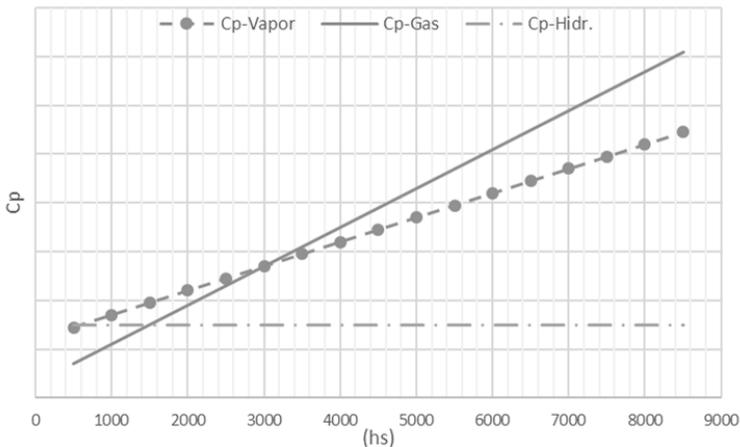


Fig. 4.3. Gasto anual por kW instalado

Las otras dos curvas representadas corresponden a una central térmica con ciclo de vapor y una central térmica con ciclo de gas. Por encima de las 3000 hs de tiempo de utilización resulta más económica la generación con el ciclo de vapor. Las pendientes de estas curvas es función del costo de combustible, por lo cual, si varía el consumo

específico o el precio de combustible, resultará una nueva recta característica. Es decir, que para valores pequeños de T_u predominan los gastos por capital (p.i), mientras que para valores grandes pasan a primer plano los gastos de producción (c.Tu).

Otra forma de comparar los costos de generación entre centrales es por medio de un parámetro que represente la variación de costos totales en función de la energía generada. El parámetro es conocido como "gasto anual por kWh producido (C_e)

El gasto anual por kW producido resulta:

$$C_e = \frac{C_T}{E_a} = \frac{p.i}{T_u} + c$$

En la Figura 4.4 se han representado tres centrales térmicas (Gas, diésel y vapor) con costos operativos diferentes. Se observa que para ciertos valores de T_u , los gastos de una de las centrales serán menores que los de las otras.

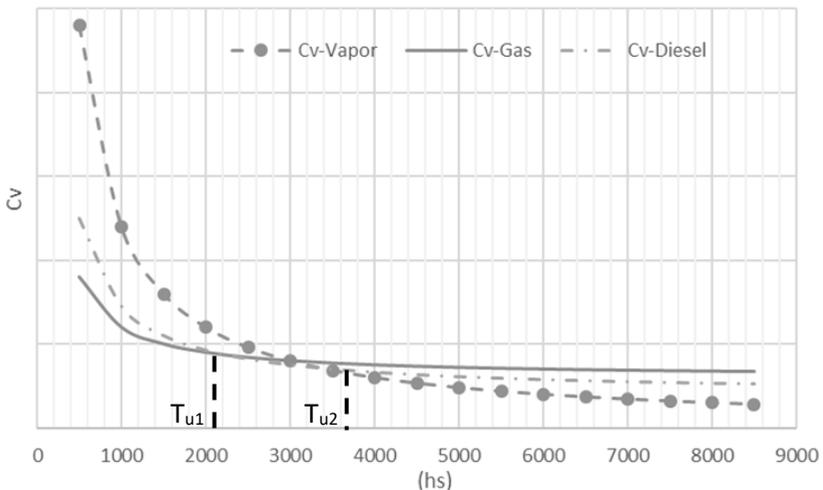


Fig. 4.4. Gasto anual por kWh producido

Analizando los términos de la ecuación anterior para el caso de la central de ciclo de vapor citada como ejemplo, se deduce que, si los gastos variables son chicos por utilizar combustible barato, los gastos fijos

serán grandes por la inversión y gastos de mantenimiento que requiere, por lo cual, el tiempo de utilización deberá ser grande para que el costo total sea bajo. Esto explica porque son utilizadas como base, desde el punto de vista económico.

Si sobre la curva monótona de cargas se llevan los valores de los tiempos de utilización límites entre ellas, la central que tiene menores costos totales para menores tiempos de utilización irá cubriendo las zonas superiores del diagrama, por lo que quedarán definidas como centrales de punta y/o semibase, mientras que las de mayores tiempos de utilización serán centrales de base. Del ejemplo anterior se tendrían las zonas indicadas en la Figura 4.5.

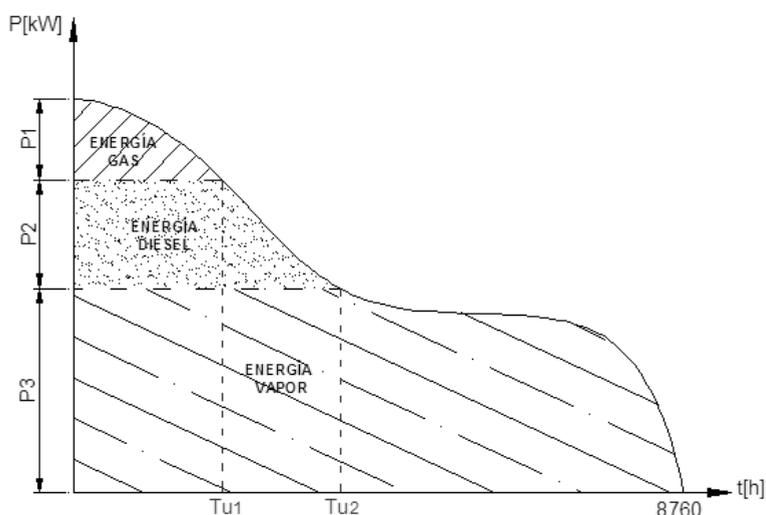


Fig. 4.5. Distribución de energía generada por central

4.5. Despacho económico de generación

Existen dos grandes inconvenientes económicos a la hora de optimizar la operación de un sistema de energía eléctrica, es decir, cuando el despacho tiene como objetivo cubrir la demanda al menor costo total posible de generación. Uno de los problemas es la combinación de centrales en funcionamiento para cubrir la demanda

total respetando los valores permitidos de cada planta, y el otro es la repartición de la carga entre las distintas unidades que se decidieron poner en funcionamiento o repartir la demanda con restricciones o sin restricciones técnicas y operativas.

El concepto de repartición económica sin restricciones es válido en sistemas donde los generadores pueden modificar la potencia suministrada permanentemente por un sistema de control para cualquier condición de carga específica. Cuando esto es posible, el despacho económico determina la salida de potencia de cada central generadora o planta (y de cada unidad generadora dentro de una planta) que minimizará el costo total de combustible necesario para alimentar la carga del sistema.

A continuación, se desarrollará el concepto de despacho económico (repartición económica) sin restricciones y posteriormente se abordará la metodología empleada para determinar la combinación de plantas que utiliza el organismo encargado del despacho. El estudio se limitará a unidades termoeléctricas funcionando en paralelo sin considerar las pérdidas en la red de transmisión.

4.5.1 Despacho térmico por costo incremental

A primera vista, se podría pensar que la solución al despacho económico consistiría en suministrar la potencia sólo desde la planta de más eficiencia a las cargas ligeras. En la medida en que la carga se incrementa, la potencia podría seguir siendo suministrada por la planta más eficiente hasta el punto en el que se alcanza la máxima eficiencia. Entonces, si se tiene un mayor incremento en la carga, la segunda planta con mayor eficiencia empezaría a alimentar la potencia al sistema y no se necesitaría una tercera planta hasta que se alcanzara el punto de eficiencia máxima de la segunda. Sin embargo, aun cuando no se consideren las pérdidas por transmisión, este método falla al minimizar los costos.

Para determinar la distribución económica de la carga entre diferentes unidades generadoras, se deben expresar los costos operacionales variables de la unidad en términos de la salida de potencia.

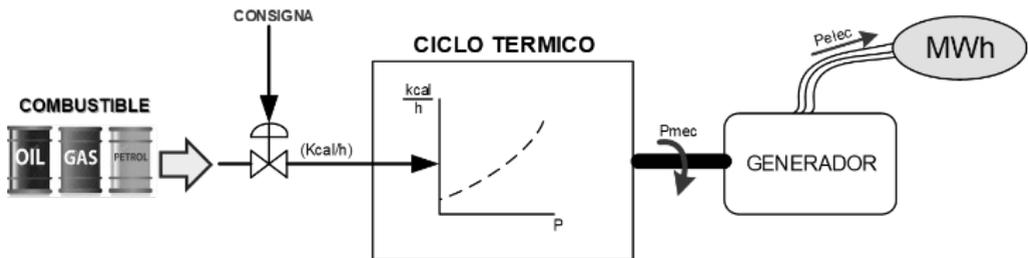
Esta característica se determina experimentalmente, manteniendo la generación de la unidad a un valor fijo determinado y midiendo el consumo de combustible por hora, correspondiente a esa generación. La medición del consumo de combustible se repite para distintos valores de generación y se obtiene así una serie de puntos que permiten trazar la curva de consumo contra generación.

Como el precio del combustible, que se suele expresar en pesos por millón de kilocalorías o BTU, puede ser distinto para diferentes unidades, dependiendo del tipo de combustible que consuman y su localización, es necesario, para realizar los estudios de despacho económico de carga, multiplicar el consumo de combustible por su correspondiente precio. De esta forma se obtiene, a partir de la característica de consumo de combustible por hora, contra generación, una característica de costo de combustible por hora, expresado en pesos por hora, contra generación.

Para entender el concepto de despacho económico se analizará el siguiente ejemplo de dos unidades generadoras funcionando en paralelo, alimentando una carga determinada.

Ejemplo N° 1: Repartición económica por costo incremental.

Las características de costo de combustible por hora contra generación de las dos unidades están dadas por las curvas de la Figura 4.6.



Capítulo 4: Aspectos económicos de la generación

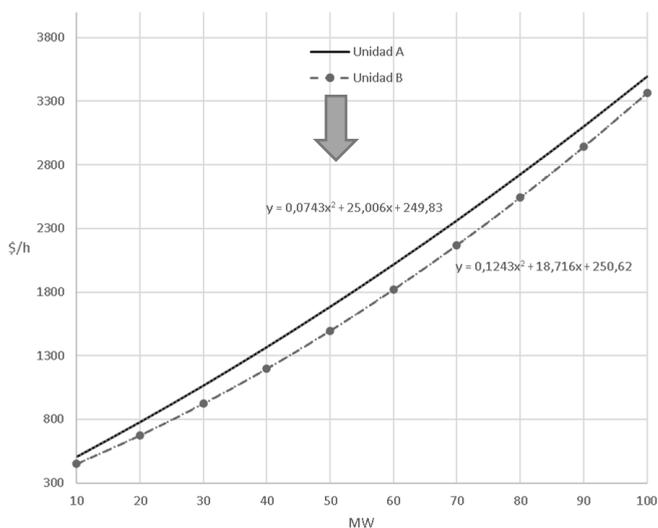


Fig. 4.6. Curvas de consumo

Puede verse que la unidad B es más eficiente que la A, a cualquier carga, ya que para cualquier valor de generación el costo de combustible de la unidad B es siempre menor que el de la unidad A. Sin embargo, la forma más económica de distribuir la carga entre las dos unidades no consiste, como podría pensarse a primera vista, en cargar primero la unidad más eficiente hasta plena carga y después la unidad menos eficiente, como se demuestra a continuación.

En la siguiente tabla se muestra el costo total del combustible por hora, para distintas reparticiones de la carga entre las dos unidades suponiendo que se pretende alimentar una demanda de 110 MW.

Tabla 4.1. Repartición de carga entre unidades A y B

| UNIDAD A | | UNIDAD B | | COSTO TOTAL [€/h] |
|------------|-------------|-----------------|-------------------|----------------------|
| Generación | Costo Comb. | Generación [MW] | Costo Comb. [€/h] | |
| 10 | 507 | 100 | 3365 | 3872 |
| 20 | 780 | 90 | 2942 | 3722 |
| 30 | 1067 | 80 | 2543 | 3610 |
| 40 | 1369 | 70 | 2170 | 3539 |
| 50 | 1686 | 60 | 1821 | 3507 |
| 60 | 2018 | 50 | 1497 | 3515 |
| 70 | 2364 | 40 | 1198 | 3562 |
| 80 | 2726 | 30 | 924 | 3650 |
| 90 | 3102 | 20 | 675 | 3777 |
| 100 | 3494 | 10 | 450 | 3944 |

Se observa que el costo mínimo, que es de 3507\$/h, se obtiene cuando la unidad B se le asigna una generación de 60 MW, y a la A una generación de 50 MW.

En cambio, si se hubiese cargado la unidad B, que es la más eficiente, a plena carga y la unidad A con los 10 MW restantes, el costo de combustible por hora hubiera sido de 3872 \$/h, lo que significa, suponiendo que la carga se mantiene constante, un exceso en el costo del combustible de 8832 \$ en 24 horas.

Para cada valor de la carga total hay una combinación de la generación de la unidad A y de la unidad B que produce el costo mínimo de combustible.

La repartición más económica de la generación puede determinarse por el método anterior. Sin embargo, si se tiene más de dos unidades en paralelo, este método resulta muy laborioso e impráctico. El problema puede resolverse en una forma más general por el método llamado de los costos incrementales.

Reparto Económico de carga por el Método de los Costos Incrementales

Sea un sistema con m unidades generadoras termoeléctricas funcionando en paralelo, suministrando una carga total P_r . La suma de las generaciones de las unidades tiene que ser igual a la carga total. Por lo tanto, puede escribirse:

$$P_r = P_1 + P_2 + \dots + P_m = \sum_{j=1}^m P_j \quad (\text{Ec. 4.1})$$

Donde P_1, P_2, \dots, P_m son, respectivamente las generaciones de las unidades 1, 2, ..., m.

Por otra parte, el costo por hora de combustible de cada unidad generadora puede expresarse en función de la generación de la unidad.

Llamando:

$$F_1 = \varphi_1(P_1) \quad F_2 = \varphi_2(P_2) \dots F_m = \varphi_m(P_m) \quad (\text{Ec. 4.2})$$

a los costos de combustible de las unidades 1, 2, ..., m, y F_t al costo total de combustible de las m unidades, se verifica que:

$$F_t = F_1 + F_2 + \dots + F_m = \sum_{j=1}^m F_j \quad (\text{Ec. 4.3})$$

El problema del despacho económico de carga consiste en distribuir la generación entre las unidades que están funcionando en paralelo, alimentando la carga P_r , de manera que el costo total de combustible sea mínimo, cumpliendo al mismo tiempo la condición de que la suma de las generaciones de las m maquinas sea igual a la carga total P_r .

Este problema se resuelve matemáticamente mediante el método de los multiplicadores de Lagrange, de la siguiente forma: si se le resta a la función $F_t = \Phi(P_1, P_2, \dots, P_m)$ la constante: $\lambda \cdot (P_1 + P_2 + \dots + P_m - P_r)$, la función F_t no se altera. Por lo tanto:

$$F_t = F_1 + F_2 + \dots + F_m - \lambda \cdot (P_1 + P_2 + \dots + P_m - P_r) \quad (\text{Ec. 4.4})$$

Donde λ es un multiplicador de Lagrange que recibe el nombre de *costo incremental de combustible*.

Para obtener el mínimo de la función F_t , se calculan las derivadas parciales de F_t con respecto a la potencia generada por cada planta y se las iguala a cero. Se obtiene así el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dF_t}{dP_1} = \frac{dF_1}{dP_1} - \lambda = 0 \\ \frac{dF_t}{dP_2} = \frac{dF_2}{dP_2} - \lambda = 0 \\ \dots\dots\dots \\ \frac{dF_t}{dP_m} = \frac{dF_m}{dP_m} - \lambda = 0 \end{array} \right. \longrightarrow \left\{ \begin{array}{l} \frac{dF_1}{dP_1} = \lambda \\ \frac{dF_2}{dP_2} = \lambda \\ \dots\dots\dots \\ \frac{dF_m}{dP_m} = \lambda \end{array} \right. \quad (\text{Ec. 4.5})$$

El último sistema de ecuaciones permite deducir lo siguiente:

- El multiplicador λ , que se ha llamado costo incremental de combustible, es igual a la primera derivada del costo del combustible expresado como una función de la generación. Quiere decir que para cada unidad generadora podemos establecer una característica de costo incremental de combustible

en función de la generación, obtenida a partir de la característica de costo de combustible / generación.

- Para que el costo de combustible sea mínimo, todas las unidades deben estar operando al mismo costo incremental de combustible y este valor del costo incremental de combustible debe ser tal, que la suma de las generaciones correspondientes de cada unidad sea igual a la carga total.

Por lo tanto, el reparto económico de una carga P_r entre m unidades generadoras funcionando en paralelo se obtiene resolviendo el sistema de ecuaciones simultáneas constituidas por las ecuaciones 4.5 y la ecuación 4.1. Este problema puede resolverse en forma analítica o en forma gráfica, como se verá más adelante con ejemplos.

Calculo analítico del ejemplo

Las dos unidades del ejemplo 2, funcionando en paralelo poseen las siguientes características de consumo de combustible/generación:

$$F_A = 0,074 \cdot P_A^2 + 25,00 \cdot P_A + 249,83 \quad (\$/h)$$

$$F_B = 0,124 \cdot P_B^2 + 18,71 \cdot P_B + 250,62 \quad (\$/h)$$

Derivando las dos ecuaciones anteriores con respecto a la generación, obtenemos las ecuaciones de los costos incrementales de combustible de cada unidad:

$$\frac{dF_A}{dP_A} = \lambda_A = 0,148 \cdot P_A + 25,00 \quad (\$/MWh)$$

$$\frac{dF_B}{dP_B} = \lambda_B = 0,248 \cdot P_B + 18,71 \quad (\$/MWh)$$

Para que la carga se reparta en la forma más económica entre las dos unidades, estas deben funcionar al mismo costo incremental de producción. Si tomamos el costo incremental de producción igual al costo incremental de combustible, despreciando los costos de operación, mantenimiento, etc., la repartición más económica de carga entre las dos unidades se obtiene resolviendo el siguiente sistema de tres ecuaciones:

$$\begin{cases} \lambda = 0,148 \cdot P_A + 25,00 \\ \lambda = 0,248 \cdot P_B + 18,71 \\ P_A + P_B = 110 \end{cases}$$

Igualando las dos primeras ecuaciones y sustituyendo:

$$P_B = 110 - P_A$$

Entonces:

$$0,148 \cdot P_A + 25,00 = 0,248 \cdot (110 - P_A) + 18,71$$

De donde:

| |
|-----------------------|
| $P_A = 53 \text{ MW}$ |
| $P_B = 57 \text{ MW}$ |

Despacho hidrotérmico

El despacho hidrotérmico que realiza el organismo encargado del despacho contempla, entre otras cosas, las restricciones que fueron excluidas del análisis anterior. En el punto 3.4 se describió como CAMMESA realiza la programación del despacho partiendo de diferentes modelos de simulación estacional. Luego de pasar por diferentes etapas de análisis y ajuste se obtiene la programación diaria. La función objetivo es minimizar el costo total, medido como la suma de costos de producción llevados al centro de carga más el costo de la energía no suministrada.

El modelo utilizado permite³⁰:

- representar la configuración de la red con el nivel de detalle necesario para tener en cuenta las restricciones que afecten el despacho diario, garantizar que el despacho es realizable y que se ajusta a las restricciones de Transporte y Operación vigentes;
- realizar los flujos de carga de la red y determinación de las pérdidas, precios de nodo y correspondientes factores de nodos horarios;

³⁰<https://aplic.cammesa.com/guias/procedimientos/Los%20Procedimientos%20XXVIII.pdf>

- representar el parque térmico y nuclear en detalle, indicando disponibilidad por tipo de combustibles por central o máquina y sus correspondientes costos variables de producción estacional, para definir la mezcla óptima, el consumo específico para definir el costo marginal, el consumo propio para definir su potencia neta, las restricciones a la variación de carga horaria máxima, y las posibilidades de aportar a la regulación de frecuencia primaria y secundaria;
- representar el tiempo mínimo que debe transcurrir entre la parada y arranque de la máquina, y el costo de arranque y parada de máquinas turbovapor y nuclear;
- representar los requerimientos de banda de potencia como reserva para regulación y la penalización en caso de su no cumplimiento;
- representar los requerimientos de reserva rotante para mantener la operatividad del sistema eléctrico y contar con capacidad de respuesta rápida ante contingencias;
- representar distintos tipos de cuencas y centrales hidroeléctrica (de pasada, con capacidad de embalse, centrales encadenadas y la influencia entre ellas, diques compensadores o reguladores, centrales de bombeo, etc.) y las restricciones aguas abajo que afectan el despacho horario hidráulico;
- representar solicitudes de venta de Autogeneradores y Cogeneradores;
- representar solicitudes de compra de Autogeneradores;
- incluir con respecto a los países interconectados, ofertas de exportación con sus precios solicitados como generación adicional disponible, y requerimientos de importación como demanda adicional que se puede no abastecer si no existe el excedente requerido, o sea no provoca falla.

4.5.2 Cálculo del costo marginal³¹

Se define el Costo Marginal (CM) de una máquina térmica en una hora " h " como su costo variable de producción estacional de él o los combustibles utilizados. Esto tiene relación directa con el "Mercado Spot"

³¹<https://aplic.cammesa.com/guias/procedimientos/Los%20Procedimientos%20XXVIII.pdf>

que se definió en el Punto 3.5, en el cual los precios son sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción, representado por el Costo Marginal de Corto Plazo medido en el Centro de Carga del Sistema.

Para que el precio spot sea mínimo, el orden de despacho el despacho horario de las unidades generadoras se realiza en un orden de méritos (ranking de acuerdo con el costo marginal de cada unidad), siendo despachados primero las unidades que ofrecen costos marginales más bajos, ajustados por la ubicación eléctrica de cada generador respecto del nodo Ezeiza. Este ajuste se realiza al nodo de mercado a través de lo que se denomina Factor de Nodo FN.

El organismo encargado del despacho debe calcular el costo medio de producción de una máquina térmica ($\$/kWh$) para cada tipo de combustible que puede consumir a partir del costo variable de producción 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 medio de producción de una máquina térmica queda definido en consecuencia con tantos valores como tipos de combustibles pueda consumir.

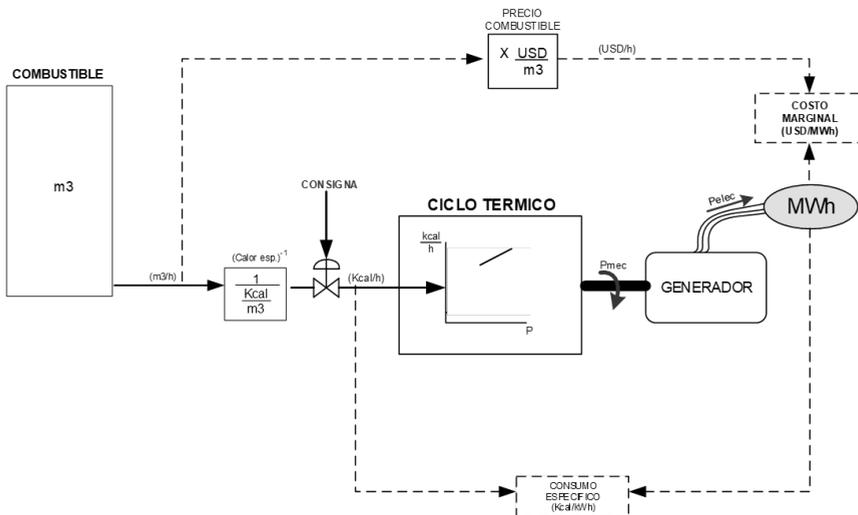


Fig. 4.6. Representación del costo marginal

Ejemplo N° 2: Cálculo del costo marginal de una central térmica

Una central térmica tiene un consumo específico de 2300 kcal/kWh y utiliza Fueloil a un costo de 380 USD/ton. El poder calorífico del Fueloil utilizado es de 9800 kcal/kg.

El costo marginal será:

$$CM = \frac{Ce \left[\frac{kcal}{kWh} \right] \times Precio \left[\frac{USD}{ton} \right]}{Pci \left[\frac{kcal}{kg} \right] \times Densidad \left[\frac{kg}{ton} \right]} \times 1000 \left[\frac{kWh}{MWh} \right] = \left[\frac{USD}{MWh} \right]$$

Entonces:

$$CM = \frac{2300 \left[\frac{kcal}{kWh} \right] \times 380 \left[\frac{USD}{ton} \right]}{9800 \left[\frac{kcal}{kg} \right] \times 1000 \left[\frac{kg}{ton} \right]} \times 1000 \left[\frac{kWh}{MWh} \right] = \mathbf{89,18} \left[\frac{USD}{MWh} \right]$$

Ejemplo N° 3: Determinación del orden de despacho

Se tienen 8 máquinas de 100 MW para alimentar una demanda variable, las mismas deben ser despachadas a su potencia nominal. Suponiendo que en una hora del día la demanda es constante e igual a 600 MW y en la segunda hora la demanda es de 700 MW, se debe determinar que máquinas deben entrar en servicio para que el costo sea mínimo.

El costo marginal de cada máquina es:

Tabla 4.2. Costo de producción del ejemplo 3

| MAQUINA N° | CM [USD/MWh] |
|------------|--------------|
| G1 | 110 |
| G2 | 95 |
| G3 | 60 |
| G4 | 75 |
| G5 | 88 |
| G6 | 90 |
| G7 | 120 |
| G8 | 65 |

El despacho se realiza ordenando de menor a mayor los costos marginales de cada máquina. Para la primera y segunda hora el despacho es el siguiente:

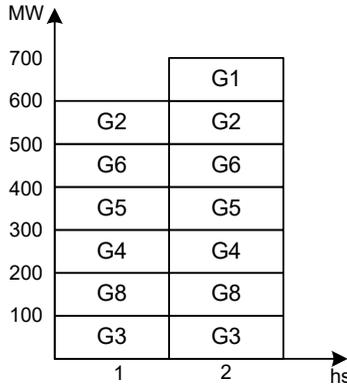


Fig. 4.7. Orden de despacho del ejemplo N° 3

En la primera hora el precio de la energía lo fija la maquina N° 2 (95 USD/MWh), y en la segunda hora el precio es de 110 USD/MWh, el cual corresponde al costo marginal de la maquina N° 1.

Ejemplo N° 4: Costo de generación vs. potencia acumulada

En función de los costos marginales de cada máquina es posible obtener el precio de la energía en función de las centrales despachadas.

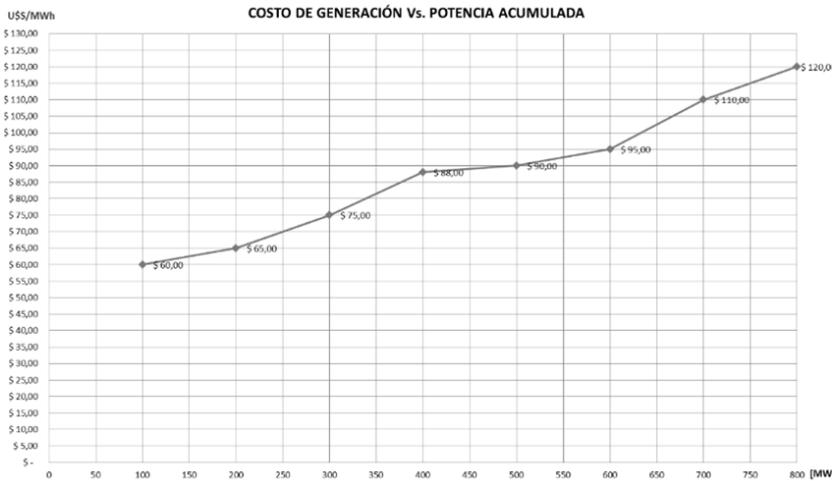


Fig. 4.8. Costo de generación Vs. Potencia acumulada

Factor de nodo

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).

$$\mathbf{CMM}_q (\$/MWh) = \mathbf{CM}_q / \mathbf{FN}_h$$

El Factor de Nodo (FN) del nodo k se determina como:

$$\mathbf{FN} = 1 + \left(\frac{\partial \text{Perd}}{\partial \text{Pd}_k} \right)$$

Surge de modelar la red de transporte mediante un flujo de cargas y simular en cada nodo una variación unitaria de demanda (∂PK) obteniendo la variación correspondiente de las pérdidas del sistema (∂Perd), adoptando como barra flotante el nodo mercado.

Se demuestra que:

El efecto del Factor de Nodo en los precios implica una penalización de los aumentos de demanda cuya satisfacción depende de un incremento de oferta en un nodo lejano, ya sea por imposibilidad u onerosidad del abastecimiento local.

El empleo del Factor de Nodo FN significa:

- Provocar aumentos de demanda en los nodos generadores y desalentar su radicación en aquellos que no poseen fuentes de generación de bajo precio.
- Incentivar la construcción de líneas en los casos que un aumento de generación del nodo exportador incrementa las pérdidas a niveles antieconómicos.

Aunque el precio de la energía y los FN son constantes para los Distribuidores durante todo un trimestre, no lo son para los Generadores. El método fijado es que el precio horario de la energía será el marginal, es decir el precio del próximo kWh, referido al centro de carga del sistema. Este precio es conocido como Precio del Mercado (PM).

4.6. Costo nivelado de la energía

La generación de electricidad puede obtenerse de diferentes fuentes energéticas y de aplicación de diferentes tecnologías con un mismo recurso energético. Esto conlleva a utilizar análisis comparativos para medir las ventajas económicas de una fuente energética con respecto a otra.

El LCOE sigue siendo una medida de consenso transparente de los costos de generación y una herramienta ampliamente utilizada para comparar los costos de diferentes tecnologías de generación de energía en el modelado y las discusiones de políticas. El cálculo del LCOE se basa en la equivalencia del valor presente de la suma de los ingresos y el valor presente de la suma de los costos.

Una forma de considerar el LCOE sería: la tarifa de la electricidad con la que un inversionista podría compensar con precisión el proyecto después de pagar a los inversionistas de deuda y capital, teniendo en cuenta las tasas de rendimiento requeridas para estos inversores. Esta equivalencia de las tarifas de electricidad y LCOE se basa en dos supuestos importantes:

- La tasa de descuento real r utilizada para descontar los costos y beneficios es estable y no varía durante la vida útil del proyecto en cuestión. Se pueden asumir diferentes tasas de descuento para realizar comparativas, en general se utiliza una tasa del 7%, que corresponde aproximadamente a la tasa de mercados desregulados o reestructurados y una tasa de descuento del 10%, correspondiente aproximadamente a una inversión en un entorno de alto riesgo. Las tasas de descuento nominales podrían ser más altas, lo que reflejaría la inflación.
- La tarifa eléctrica, $PMWh$, es estable y se supone que no cambiará durante la vida útil del proyecto. Toda la producción, en el factor de capacidad asumido, se vende a esta tarifa. (Se debe tener en cuenta que este no es necesariamente el precio al que se venderá la electricidad una vez que la planta esté produciendo).

El cálculo del LCOE viene dada por la Ecuación 4.7, la cual expresa la igualdad entre el valor presente de la suma de los ingresos descontados y el valor presente de la suma de los costos descontados, incluidos los pagos a proveedores de capital. El subíndice t denota el año en que se produce la venta de la producción o el desembolso del costo. La suma se extiende desde el inicio de los preparativos de la construcción hasta el final del desmantelamiento de la central, que incluye el valor descontado en ese momento de los futuros costos de gestión de residuos. Todas las variables son reales, es decir, netas de inflación. En el lado izquierdo se encuentra la suma de beneficios con descuento y en el lado derecho la suma de costos con descuento:

$$\sum_{t=1}^n \text{ingresos a lo largo de toda la vida útil} = \sum_{t=1}^n \text{costos totales} \quad (\text{Ec. 4.6}):$$

$$\sum P_{MWh} * MWh * (1+r)^{-t} = \sum [(Capital_t + O\&M_t + Fuel_t + Carbon_t + D_t) * (1+r)^{-t}] \quad (\text{Ec. 4.7}):$$

Donde las diferentes variables indican:

- P_{MWh} = La remuneración constante de por vida por la electricidad;
- MWh = La cantidad de electricidad producida en MWh, asumida como constante;
- $(1+r)^{-t}$ = El factor de descuento para el año t (que refleja los pagos al capital);
- $Capital_t$ = Costos totales de construcción de capital en el año t ;
- $O\&M_t$ = Costos de operación y mantenimiento en el año t ;
- $Combustible_t$ = Costos de combustible en el año t ;
- $Carbon_t$ = Costos de carbono en el año t ;
- D_t = Costos de desmantelamiento y gestión de residuos en el año t .

Debido a que P_{MWh} es una constante en el tiempo, se puede sacar de la suma, y la Ecuación 4.7 se puede transformar en:

$$LCOE = P_{MWh} = \frac{\sum [(Capital_t + O\&M_t + Fuel_t + Carbon_t + D_t) * (1+r)^{-t}]}{\sum MWh (1+r)^{-t}}$$

Donde esta constante, PMWh, se define como el costo nivelado de la electricidad (LCOE).

Hipótesis de cálculo³²

Para poder realizar el cálculo del LCOE será necesario estimar el valor de cada una de las variables que intervienen en la fórmula. Estas a su vez, dependen de cada tipo de central y país donde se realice el análisis. De todas maneras, existen criterios generales para su estimación, los cuales se detallan a continuación:

Tiempos de vida

Los siguientes tiempos de vida esperados suelen utilizarse como valor predeterminado para cada tecnología:

- Instalaciones eólicas y solares: 25 años.
- Ciclo Combinado a gas natural: 30 años
- Centrales de carbón y plantas geotérmicas a carbón: 40 años
- Centrales nucleares: 60 años.
- Hidroeléctrica: 80 años.

Tasas de descuento

Los costos nivelados de electricidad se calcularon para todas las tecnologías con tasas de descuento del 3%, 7% y 10%. (El factor de descuento es igual al inverso de uno más la tasa de descuento: $1/[1 + r]$).

Factores de capacidad o utilización

El factor de utilización es necesario para estimar la energía producida por la central en cada período. Suele utilizarse un factor de capacidad estándar del 85% para todas las plantas de Ciclo Combinado, de carbón y nucleares bajo el supuesto de que operan como centrales de base.

Para el caso de las energías renovables debe considerarse el país o región de estudio, ya que es un recurso que depende de su ubicación

³² Fuente: Projected Costs of Generating Electricity, 2020 Edition, IEA.

geográfica. De las tecnologías renovables empleadas a gran escala, la fotovoltaica es la que menor factor de utilización presenta.

En general, la bioenergía para generación y las plantas de energía geotérmicas tienen los factores de capacidad más altos. Los proyectos geotérmicos generalmente están diseñados para lograr altos factores de capacidad, aunque esto requiere una inversión significativa durante su vida útil para mantener los pozos de producción o perforar nuevos pozos. Los factores de capacidad de las plantas de bioenergía dependen en gran medida de la disponibilidad de materias primas.

Inversión

Los costos de construcción incluyen:

- Costos de construcción directos más costos de preconstrucción, como permisos, incluidas las pruebas ambientales;
- Los costos indirectos, tales como los costos de ingeniería y administrativos que no pueden asociarse con una categoría específica de costos directos de construcción, así como los costos indirectos capitalizados;
- Contingencia para contabilizar los cambios en el costo de inversión durante la construcción, por ejemplo 15%.

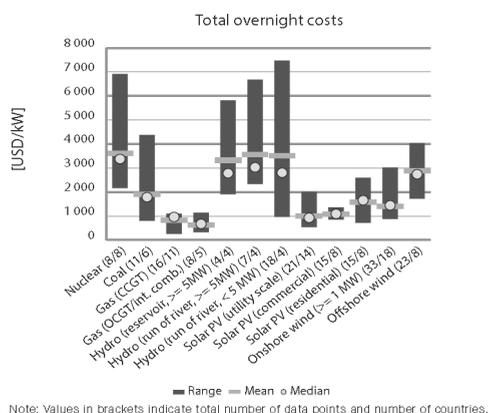


Fig. 4.9. Costo de inversión por tecnología³³

³³ Fuente: Projected Costs of Generating Electricity, 2020 Edition, IEA.

Operación y mantenimiento

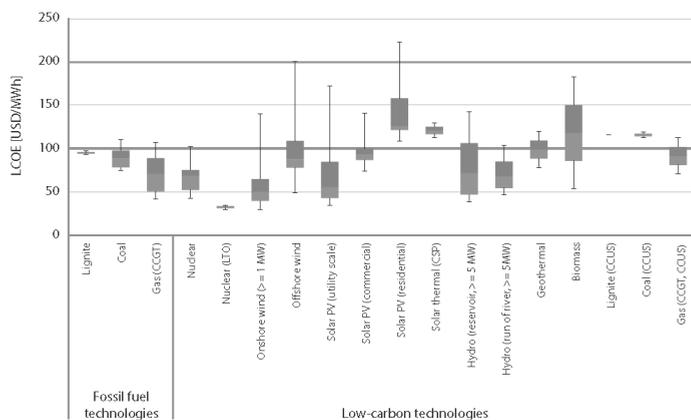
Son todos los gastos distintos a los de combustible, tales como los costos de mano de obra, bienes de consumo, equipos auxiliares, servicios externos, entre otros.

Tiempos de construcción

El tiempo de construcción depende de las características de cada central. Las plantas que requieren de edificios y obras civiles de mayor magnitud, tendrán plazos de obras mayores. Dentro de estos plazos se incluye, la construcción de obradores, obra civil, montaje mecánico, montaje eléctrico, cañerías, y la posterior puesta en marcha.

En ausencia de indicaciones nacionales para la duración de los períodos de construcción, se utilizan los siguientes supuestos por defecto:

- Renovables no hidroeléctricas: 1 año
- Centrales eléctricas a gas natural: 2 años.
- Centrales eléctricas a carbón: 4 años
- Centrales nucleares: 7 años.



Note: Values at 7% discount rate. Box plots indicate maximum, median and minimum values. The boxes indicate the central 50% of values, i.e. the second and the third quartile.

Fig. 4.10. LCOE por tecnología³⁴

³⁴ Fuente: Projected Costs of Generating Electricity, 2020 Edition, IEA.

Bibliografía

- Buccholz y Happold. (1974). *Centrales y Redes Eléctricas*. Barcelona: Labor.
- CAMMESA. (2020). *Los Procedimientos*. Obtenido de <https://cammesaweb.cammesa.com/los-procedimientos/>
- Fernandez, Á. L. (2000). *Centrales Eléctricas*. Barcelona: UPC.
- Furlán, A. (2017). La transición energética en la matriz eléctrica argentina (1950-2014). Cambio técnico y configuración espacial. *Revista Universitaria de Geografía*.
- Glover, D. (2002). *Sistemas de Potencia, Analisis y Diseño. Tercera Edición*. Thomson.
- IEA. (s.f.). *International Energy Agency*. Obtenido de <https://www.iea.org/>
- LAZARD. (2018). *L A Z A R D ' S Levelized cost of Energy Analysis - Version 12.0*. LAZARD.
- Ministerio de Energía y Minería. (2016). *Precio Mayorista de la Energía Eléctrica, Marco Legal – Criterios Procedimientos e Implementación*. Buenos Aires.
- Stevenson, W. (2002). *Analisis de Sistemas de Potencia*. Mexico: Mc Graw Hill.
- U.S. Energy Information Administration*. (s.f.). Obtenido de <https://www.eia.gov/>
- Vázquez, J. R. (s.f.). *Centrales Eléctricas*. Barcelona: CEAC.

Capítulo 5

Ingreso de nuevos generadores al M.E.M.

El procedimiento técnico N° 4 de CAMMESA (Ingreso de nuevos grandes usuarios mayores, distribuidores, generadores, autogeneradores y cogeneradores al MEM) define que:

Los Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores, antes de conectarse al PAFTT³⁵ o al Transportista deben cumplir con requisitos reglamentarios, informativos y técnicos para permitir su ingreso al MEM, su habilitación comercial y su despacho. Estos deberán cumplir con todos los requisitos solicitados previos a su ingreso efectivo al MEM, para poder ser incluidos en la programación estacional, mensual o semanal.

5.1. Reconocimiento como agente del M.E.M.

5.1.1 Requisitos reglamentarios

El primer requerimiento que deben superar las empresas generadoras es ser reconocidas como agentes del MEM. Para ello, deben cumplir con los requisitos básicos indicados en el Anexo 17 de "Los Procedimientos". Estos son:

- Toda empresa que aspire a convertirse en Generador, Cogenerador o Autogenerador del MEM debe obtener la autorización de la SECRETARIA DE ENERGIA presentando una solicitud en las condiciones indicadas en el Anexo 17 de "Los Procedimientos".
- Para ingresar al SADI, el solicitante debe cumplir complementariamente con los requisitos establecidos en el Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del

³⁵ Prestador Adicional de la Función Técnica de Transporte de Energía

Sistema de Transporte de Energía Eléctrica (Anexo 16 de Los Procedimientos).

- Presentar, en la jurisdicción con competencia, el Estudio de Impacto Ambiental (EIA)

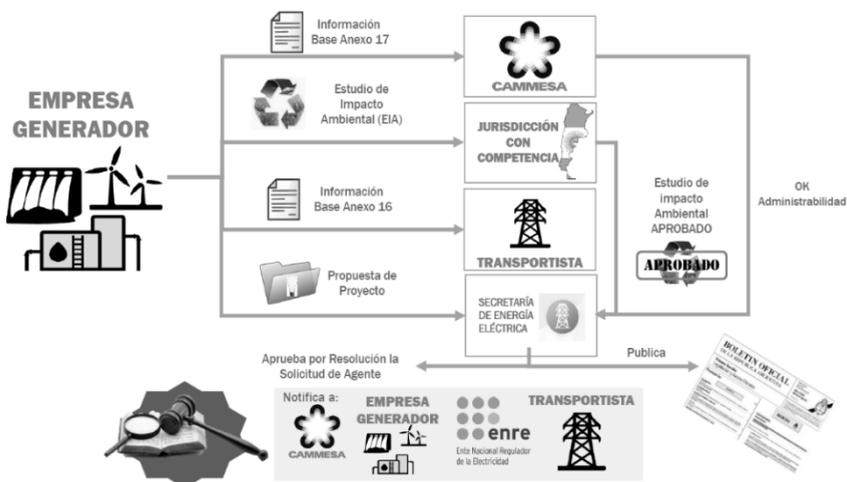


Fig. 5.1. Requisitos Reglamentarios

5.1.2 Requisitos informativos

Requisitos Generales

Los Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores, simultáneamente con la solicitud indicada en el punto precedente, deben presentar una solicitud de acceso ante la concesionaria del servicio público de transporte (la transportista) que deberá contener la información solicitada en el Anexo 16 de "Los Procedimientos".

En particular se deben presentar los estudios del sistema de transporte para verificar la factibilidad técnica de la solicitud, se deben realizar de acuerdo a lo indicado en el Procedimiento Técnico N° 1 de CAMMESA " Estudios Requeridos para la presentación de la solicitud de acceso y ampliaciones al Sistema de Transporte".

Simultáneamente con la solicitud de ingreso deberán presentar ante CAMMESA la información mínima requerida para la administración de sus transacciones y despacho de energía.

Datos comerciales (legales e impositivos)

- Razón o Denominación Social y Nombre Comercial.
- Domicilio legal, Números de Teléfono y Fax.
- Domicilio comercial, para ser indicado en la facturación, Números de Teléfono y Fax.
- Representantes habilitados para actuar ante CAMMESA. (Para la representación legal, en caso de no ser el Presidente de la Empresa, adjuntar copia del poder con facultades suficientes).
- Constancia de N° de CUIT (Formulario 576 original).
- Constancia de la situación fiscal frente a la R.G. 3125 (Agente de retención del IVA)
- Constancia para la no retención del Impuesto a las ganancias (Art. 28 de la R.G. 2784)
- Constancia de no encontrarse comprendidos dentro del régimen especial de pagos a cuenta establecidos por la R.G. 2793.
- Constancia de hallarse excluidos (R.G. 3851) de las disposiciones de la R.G. 3130.

Datos requeridos para la base de datos del sistema

- Puntos de intercambio que utilizará con el MEM, identificando las empresas titulares de las instalaciones que los conforman.
- Fecha solicitada de ingreso como agente del MEM.
- Fechas previstas de entrada en servicio del equipamiento a instalar.
- Copia de la nota remitida al Prestador Adicional de la Función Técnica de Transporte de Energía solicitando las condiciones técnicas y económicas de dicha prestación.
- Potencia efectiva a plena carga y consumo de servicios auxiliares expresado como porcentaje de la potencia efectiva a plena carga.
- Máquinas Térmicas y Nucleares: Consumo específico medio bruto previsto.
- Máquinas Térmicas: tipos de combustibles que puede consumir, posibilidades de trabajar con mezcla, y capacidad de almacenamiento.

- Centrales Hidroeléctricas con Capacidad de Embalse: curva de volumen embalsado en función del nivel, cota mínima y máxima operativa, y datos de evaporación.
- Centrales Hidroeléctricas en General: Número de grupos, función para conversión energética (m³ por kWh), caudal máximo y mínimo turbinable por grupo, serie histórica de caudales semanales desde 1943.
- Centrales de Bombeo: Para el embalse y contraembalse, curva de volumen embalsado en función del nivel, cota mínima y máxima operativa. Datos de evaporación.

La Secretaría de Energía Eléctrica, en base a la información suministrada, previa puesta en conocimiento de los Agentes del MEM a través del Boletín Oficial, aprueba por Resolución la solicitud de Agente. Una habilitación provisoria puede ser otorgada de considerarse conveniente por razones de abastecimiento.

La habilitación del Agente representa un compromiso de cumplir con todas las reglamentaciones establecidas para el funcionamiento del MEM y el derecho a percibir la remuneración en el mercado Spot. Los Contratos a precios diferenciales y a plazo son opciones para ingreso en el mismo marco.

5.2. Acceso a la red de transporte³⁶

5.2.1 Requisitos técnicos

Estudios eléctricos de Etapa 1: Acceso a la capacidad de transporte

Si el ingreso de potencia adicional sea generación o demanda, o una ampliación en el Sistema de Transporte en Alta Tensión, Distribución Troncal y/o de los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte produce una modificación de las potencias transportadas, para cumplir con el reglamento de acceso a la capacidad existente y ampliación del sistema de transporte de energía eléctrica (Anexo 16 de LOS PROCEDIMIENTOS), la solicitud presentada debe contener:

³⁶ Procedimiento Técnico N° 1: Estudios requeridos para la presentación de la solicitud de acceso y ampliaciones al sistema de transporte

- Estudios de flujos de cargas.
- Cortocircuito.
- Estabilidad Transitoria, con modelos estándar para los equipos a instalar y detallado para los actuales y definición de la necesidad o no de equipamientos adicionales de control.
- Requerimientos del Transporte

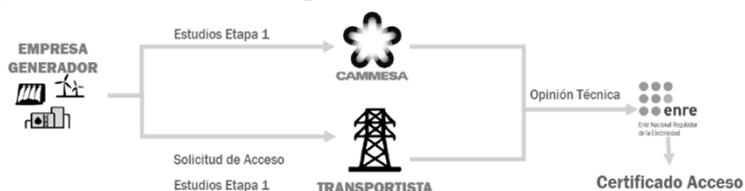


Fig. 5.2. Obtención del certificado de acceso.

Estudios eléctricos de Etapa 2: Diseño Técnico De Detalle

Posteriormente, se deben realizar los estudios requeridos por el Transportista en Alta Tensión, Distribución Troncal y por los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte para la definición y el ajuste de los equipamientos de maniobra y protección. Por ejemplo, cuando se adicione equipamiento que pueda incrementar las solicitaciones electromagnéticas del sistema existente, deben realizarse estudios de transitorios electromagnéticos que justifiquen que no se afectará a dicho sistema, o definan los equipamientos de protección necesarios.

Se deben realizar además los estudios necesarios para definir los requerimientos del equipamiento de control y recursos estabilizantes, necesidad de instalaciones de arranque en negro y para formación de islas y limitación de perturbaciones a la tensión (Estudios de Pequeñas Perturbaciones, Estudios de Transitorios Electromagnéticos, Estudios detallados de Estabilidad Transitoria). Los estudios requeridos deben ser coordinados por CAMMESA.

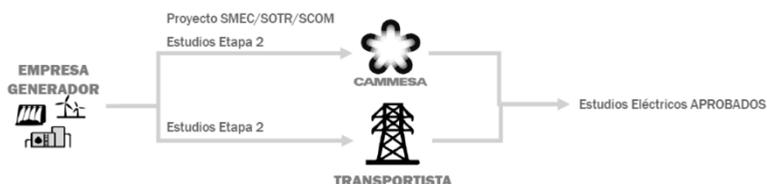


Fig. 5.3. Aprobación de estudios eléctricos.

Estudios eléctricos de Etapa 3: Diseño Y Optimización De Los Sistemas De Control

En esta etapa, dependiendo del proyecto, se deben realizar los estudios para el ajuste del equipamiento de control y recursos estabilizantes:

- Estudios de pequeñas perturbaciones (evaluación del amortiguamiento).
- Estudios para el ajuste de los equipos limitadores de perturbaciones introducidas en la tensión (Flicker, armónicos, variaciones bruscas de carga, etc.)
- Estudios detallados de estabilidad transitoria.
- Estudios para el ajuste de los reguladores de tensión y velocidad.
- Estudios para el ajuste de instalaciones para el arranque en negro y la formación de islas.

5.2.2 Escenarios.

Los estudios correspondientes a la etapa 1 deben ser realizados, para aquellos estados que se presenten, con el parque de generación, la demanda y los sistemas de control asociados al momento previsto de conexión al Sistema de Transporte en Alta Tensión, Distribución Troncal y a los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte, o entrada en servicio de la ampliación.

Se deben además realizar análisis complementarios para escenarios previsibles correspondientes a etapas posteriores al ingreso que permitan detectar las limitaciones que puede producir la propuesta presentada,

Los despachos típicos con sus respectivos flujos de carga para cada uno de los años que fija la reglamentación para situaciones previsibles de máxima exigencia del Sistema de Transporte en Alta Tensión, Distribución Troncal y los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte (máximas y mínimas minimorum, estados hidrológicos que impliquen máxima exigencia del sistema de transporte, restricciones, etc.), se deben obtener de la Guía de Referencia, con las actualizaciones de la Programaciones Estacionales y los

periódicos informes de nuevas incorporaciones producidos por CAMMESA .

Los estudios que se deben realizar en cada una de las etapas deben reflejar las modificaciones que la nueva generación o demanda o ampliación producen en el Sistema de Transporte en Alta Tensión, Distribución Troncal y a los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte. Para aquellos estudios correspondientes a las etapas 2 y 3, los agentes deben solicitar a CAMMESA la confirmación de los estados y escenarios a analizar.

El siguiente cuadro es indicativo de los estudios requeridos para cada etapa:

| Etapa | Tipo de Estudio | Tipo de Instalación | | |
|---------|------------------------------------|-----------------------|--------------------|-----------------------|
| | | Ingreso de Generación | Ingreso de Demanda | Ampliación Transporte |
| 1 | Flujo de Cargas | Si | Si | Si |
| 1 | Cortocircuitos | Si | | Si ⁽¹⁾ |
| 1 | Estabilidad Transitoria | Si | Si ⁽²⁾ | Si ⁽²⁾ |
| 1 | Requerimientos Transporte | Si | Si | Si |
| 2 y/o 3 | Transitorios Electromagnéticos | Si | Si ⁽³⁾ | Si |
| 2 y/o 3 | Detallados Estabilidad Transitoria | Si ⁽²⁾ | Si ⁽²⁾ | Si ⁽²⁾ |
| 2 y/o 3 | Instalación de Arranque en Negro | Si | --- | --- |
| 2 y/o 3 | Formación Islas | Si | Si ⁽⁴⁾ | --- |
| 2 y/o 3 | Ajuste de Reguladores | Si | --- | --- |
| 2 y/o 3 | Pequeñas Perturbaciones | Si | --- | --- |

(1) Si modifica la configuración del Sistema de Transporte

(2) Cuando se producen sensibles modificaciones a la potencia o energía transportadas

(3) Cuando introduzcan perturbaciones en la tensión (Flicker, armónicos, variaciones bruscas de carga, etc.)

(4) Cuando la magnitud de la nueva demanda lo requiera

Fig. 5.4. Tipo de estudios requeridos por etapas.

5.3. Habilitación técnica³⁷

Para obtener la habilitación técnica y poder efectuar la primera sincronización deben ensayarse especialmente todas las protecciones y sistemas de control instalados para evitar que una falla en las

³⁷ Procedimiento Técnico N° 4

instalaciones del generador se traslade al SADI. Además, se debe cumplir con lo siguiente:

- Con todos los requisitos previos a la conexión al SADI solicitados por la Secretaría de Energía y el ENRE en las respectivas resoluciones de habilitación.
- Haber cumplido con los requisitos de administración del MEM indicados en el Anexo 17 de Los Procedimientos.
- Tener la habilitación del Transportista y/o PAFTT al que está vinculado que indique que cumple con los requisitos de conexión.
- Haber firmado y presentado a CAMMESA el Convenio de Conexión incluido el Acta de Ajuste y Coordinación de Protecciones y de Diseño y Prueba de Automatismos de Equipos Asociados a la Red de TRANSPORTE
- Haber instalado todos los equipamientos de protección y control requeridos por el sistema eléctrico que CAMMESA o la Transportista o el PAFTT hayan solicitado, como resultado del análisis de los estudios presentados por el Agente o de estudios propios.
- Haber concluido a satisfacción de CAMMESA con todos los estudios requeridos para la Etapa II del PT1. A estos efectos cuando lo considere necesario CAMMESA pedirá opinión al Transportista sobre estos estudios.
- Disponer de las instalaciones para desconexión automática de generación (DAG),
- Disponer de las instalaciones para desconexión automática de carga (DAC)
- Disponer de las instalaciones para Arranque en Negro.
- Disponer de los automatismos ante pérdida de el /los generadores
- Tener habilitado el Sistema de Medición Comercial (SMEC) y el Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR) dentro de los plazos establecidos en la regulación vigente.

Cuando CAMMESA verifique que el Generador ha cumplido con lo indicado precedentemente le otorgará la Habilitación Técnica.

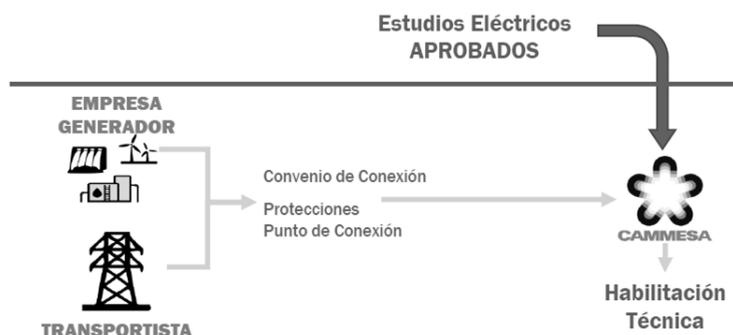


Fig. 5.5. Habilitación técnica.

5.3.1 Requisitos informativos para la sincronización.

Por lo menos 15 días antes del inicio de los ensayos de puesta en marcha los Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores deben enviar al Centro de Operaciones de CAMMESA y al Centro de Operaciones del Transportista o PAFTT, la siguiente información:

- Los Programas de Pruebas para la puesta en marcha de cada unidad con el detalle de los ensayos a realizar, indicando en cada caso el efecto que pueden producir sobre el SADI y condiciones especiales que se requieran en el sistema para realizarlos.
- La lista de operadores de la central y los medios de comunicación entre estos y los operadores de CAMMESA y del COT, COTDT y/o COPAFTT.
- El Resumen de los Procedimientos Operativos (versión preliminar para Marcha de Prueba).

El cronograma definitivo y la coordinación de los ensayos debe acordarse posteriormente con el Centro de Operaciones de CAMMESA.

Resumen de los procedimientos operativos

Con el fin de contar con definiciones e información sobre la operación de la unidad generadora el Agente debe presentar un informe referido a los procedimientos operativos de la central que debe contener una descripción de los medios y procedimientos que se aplican en la operación de los generadores que incluya como mínimo lo siguiente:

- Descripción de los controladores de potencia-frecuencia

- Modos de operación (RPF, carga base, control de velocidad, etc.)
- Forma de definir los parámetros y límites de generación cuando opera en RPF
- Configuración normal de servicios auxiliares, bombas, etc.
- Criterios operativos de seguridad ante indisponibilidades o fallas de sistemas de la Planta (servicios auxiliares, bombas, etc.).
- Medidas de Seguridad y Restricciones Operativas, para intervenciones de emergencia en las instalaciones con unidades generadoras en servicio.
- Un resumen de cada uno de los principales procedimientos operativos.

El agente debe presentar las revisiones de este informe en toda oportunidad que haga modificaciones en los Procedimientos Operativos que afecten la confiabilidad, o cuando CAMMESA lo requiera.

5.4. Habilitación comercial³⁸

Una vez obtenida la Habilitación Técnica y habiendo cumplido con los requisitos informativos para la primera sincronización con el SADI, el Generador estará en condiciones de efectuar su conexión a la red, iniciar la marcha de prueba, y comenzar su operación comercial restringida. La Marcha de Prueba finalizará con la Habilitación Comercial del Generador.

5.4.1 Requisitos generales para la marcha de prueba

Durante la Marcha de Prueba el despacho del Generador será forzado para cumplir con las condiciones de seguridad que requiera CAMMESA o el PAFTT en relación con el desempeño y las características de las pruebas. La potencia operada se considera como no firme.

Los ensayos, cuya realización deben estar aprobada por CAMMESA y el COT, COTDT y/o COPAFTT, deben demostrar que la central se encuentra en condiciones operativas para conectarse al SADI.

CAMMESA, cuando lo estime conveniente, solicitará al Agente un informe de auditores independientes previamente aceptados por

³⁸ Procedimiento Técnico N° 4

CAMMESA con el fin de verificar los ensayos, informar de los resultados de estos, evaluar el funcionamiento y estado de elementos críticos en las plantas generadoras. El costo de esos trabajos estará a cargo del Agente.

Operación del generador durante la marcha de prueba

CAMMESA coordinará mediante el COT, COTDT y/o COPAFTT, cuando corresponda, la operación de las centrales conectadas a dichos transportistas.

Las solicitudes de entrada o salida de servicio de cada unidad, o modificación de carga, deben ser comunicadas por CAMMESA al Centro de Operaciones respectivo y estos a la central generadora.

El Generador debe comunicar al COT, COTDT y/o COPAFTT correspondiente, y estos lo transmitirán al Centro de Operaciones de CAMMESA, toda información sobre horarios de entradas o salidas de servicio, condición de indisponibilidad y sus causas, limitaciones a la potencia operable y sus causas, aumentos o reducciones de potencia generada, etc., dentro de los diez minutos posteriores de sucedidos.

Según las necesidades de control de tensión, el COT, COTDT y/o COPAFTT correspondiente coordinará directamente con la central generadora los requerimientos de potencia reactiva.

Ensayos

Durante la marcha de prueba el GENERADOR debe realizar los siguientes ensayos:

- Ensayos del sistema de excitación
- Ensayos del lazo de control potencia frecuencia.
- Ensayos para medición de los parámetros del generador.
- Ensayos de los estabilizadores (PSS)
- Ensayos operativos
 - Este grupo de ensayos incluye lo siguiente:
 - Marcha con carga parcial de unidades generadoras o CC
 - Pruebas con dos unidades del CC
 - Pruebas de rechazos de carga al 50%

- Marcha de 72 hs. al 50 y 75 %
- Rechazos de carga al 100%.
- Marcha de 72 horas al 100 %
- Reducción controlada de la potencia
- Ensayos de la DAC, DAG, y control de la compensación de reactivo en la red (CCRR)
- Análisis y ensayos para evaluar la confiabilidad y la estabilidad del generador ante perturbaciones en la frecuencia de la red

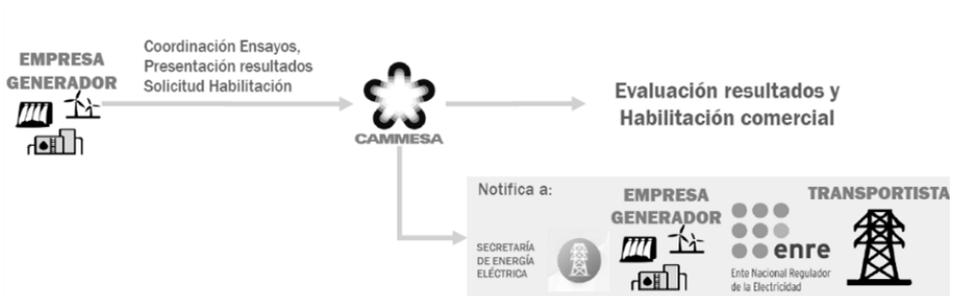


Fig. 5.5. Habilidadación comercial.

Bibliografía

CAMMESA. (2019). Compañía administradora del mercado mayorista eléctrico S.A. Obtenido de <https://cammesaweb.cammesa.com/>

CAMMESA. (2020). Los Procedimientos. Obtenido de <https://cammesaweb.cammesa.com/los-procedimientos/>

CAMMESA. (2021). Ingreso al MEM de Nuevos Agentes Generadores . Obtenido de <https://cammesaweb.cammesa.com/?wpdmdl=36855>

ENRE. (2020). Ente Nacional Regulador de la Electricidad. Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/enre>

Capítulo 6

Centrales termoeléctricas

Una central térmica o termoeléctrica convencional es una instalación empleada en la generación de energía eléctrica a partir de la energía liberada en forma de calor, mediante la combustión de combustibles fósiles como petróleo, gas natural o carbón. Este calor es empleado por un ciclo termodinámico convencional para mover un alternador y producir energía eléctrica.

El objeto de las centrales térmicas es aprovechar la energía calorífica de un combustible para transformarla en electricidad. Es decir, utilizan la energía mecánica obtenida de un ciclo termodinámico para convertirla en electricidad.

De acuerdo con el ciclo termodinámico que emplean las centrales térmicas se clasifican en centrales de vapor, centrales de gas y centrales diésel. Además, estas centrales tienen la posibilidad de usar uno, dos o tres combustibles alternativos.

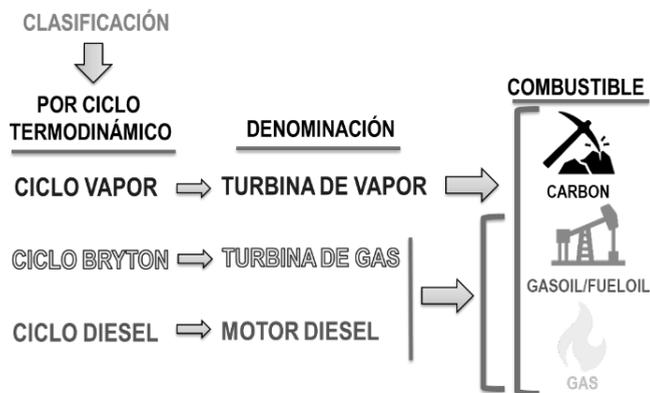


Fig. 6.1. Clasificación de centrales termoeléctricas convencionales.

A continuación, se van a describir las características principales de cada tipo de central termoeléctrica, para lo cual será necesario explicar los principios de funcionamiento o ciclo termodinámico que utilizan

cada una de ellas para la conversión de la energía térmica en energía eléctrica para su producción. Además, será necesario identificar los principales circuitos auxiliares que requieren para funcionar, comprender la complejidad que demanda su operación y mantenimiento, y como se relacionan con los costos de generación que se describieron en el capítulo 4. Por otro lado, es conveniente evaluar otros aspectos, como ser: factores técnicos, operativos, ambientales, sociales y económicos. La importancia de cada uno de ellos ha ido cambiando a lo largo de la historia, ya sea por cuestiones tecnológicas o políticas como hemos podido ver en el Capítulo 1. Sin dudas, hoy en día el aspecto ambiental es uno de los que más interés ha adquirido debido al deterioro continuo del medio ambiente como consecuencia de la poca importancia que se le dio históricamente al deterioro del planeta.

En un intento de análisis aún más amplio se podría considerar el impacto positivo o negativo que la generación termoeléctrica produce sobre los Objetivos de Desarrollo Sostenible³⁹ (ODS). Esto permite evaluar de forma más completa cada tipo de instalación, desde su etapa de proyecto hasta su desempeño operativo, considerando simultáneamente las tres dimensiones requeridas por el desarrollo sostenible: la SOCIAL (se vincula con la calidad de vida, con el acceso equitativo al transporte, a la educación, a la salud y al trabajo decente), la ECONÓMICA (analiza el crecimiento económico, la creación de trabajo decente, el ambiente empresarial, la introducción de ciencia y tecnología en los sistemas productivos, la importancia de la ciudad en las redes globales y la eficiencia energética, entre otros) y la AMBIENTAL (considera la contaminación del aire, el manejo de residuos sólidos, el acceso a agua potable, la emisión de gases de efecto invernadero, y la combinación de energías renovables).

³⁹ En septiembre de 2015, los Estados Nacionales miembros de la Organización de Naciones Unidas (ONU), aprobaron en el documento "Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible", los 17 Objetivos y 169 Metas a ser cumplidos de aquí al 2030.

6.1. Descripción

6.1.1 Centrales de vapor

En las centrales térmicas de vapor, el generador eléctrico es accionado por las turbinas de vapor. Dicho vapor, se produce en las calderas a través de la quema del combustible.

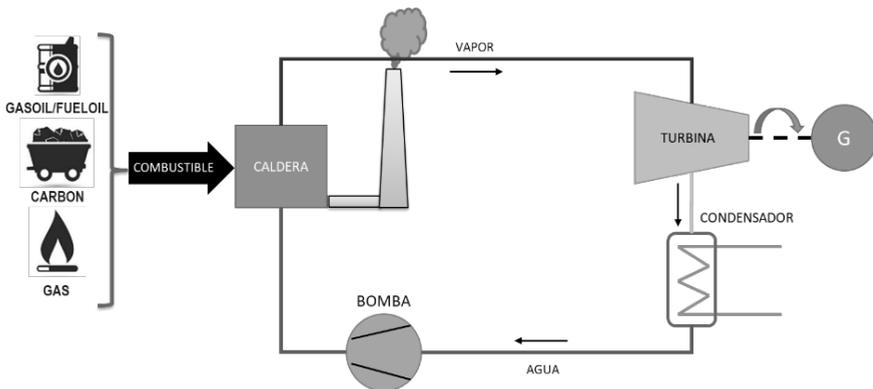


Fig. 6.2. Ciclo termodinámico simplificado.

La utilización práctica del ciclo de vapor mostrado en la Figura 6.2 presenta serias desventajas en la práctica. La desventaja más importante es el hecho de que al trabajar en la zona de vapor húmedo, las gotas de vapor de agua en la parte final de la expansión en la turbina pueden producir erosiones importantes en los alabes a causa de la gran velocidad del vapor. Por este motivo se reduce el contenido de humedad en la salida de la turbina que se limita a valores del orden del 10%.

El ciclo básico empleado por dichas centrales es el ciclo Rankine, el cual está constituido por un calentamiento a presión constante durante el cual cede energía en forma de calor al fluido de trabajo, una expansión isoentrópica, un enfriamiento isobárico durante el cual el vapor de agua se condensa, absorbiéndose una energía en forma de calor del fluido motor y una compresión isoentrópica.

Por ser el ciclo de Rankine el ciclo fundamental que siguen las turbinas de vapor, este ha sido mejorado a lo largo del tiempo siguiendo los siguientes objetivos:

- Disminuir la presión en el condensador.
- Aumentar la presión en la caldera.
- Emplear vapor sobrecalentado.
- Emplear recalentador intermedio.
- Precalentar el agua de alimentación.
- Emplear ciclos binarios.

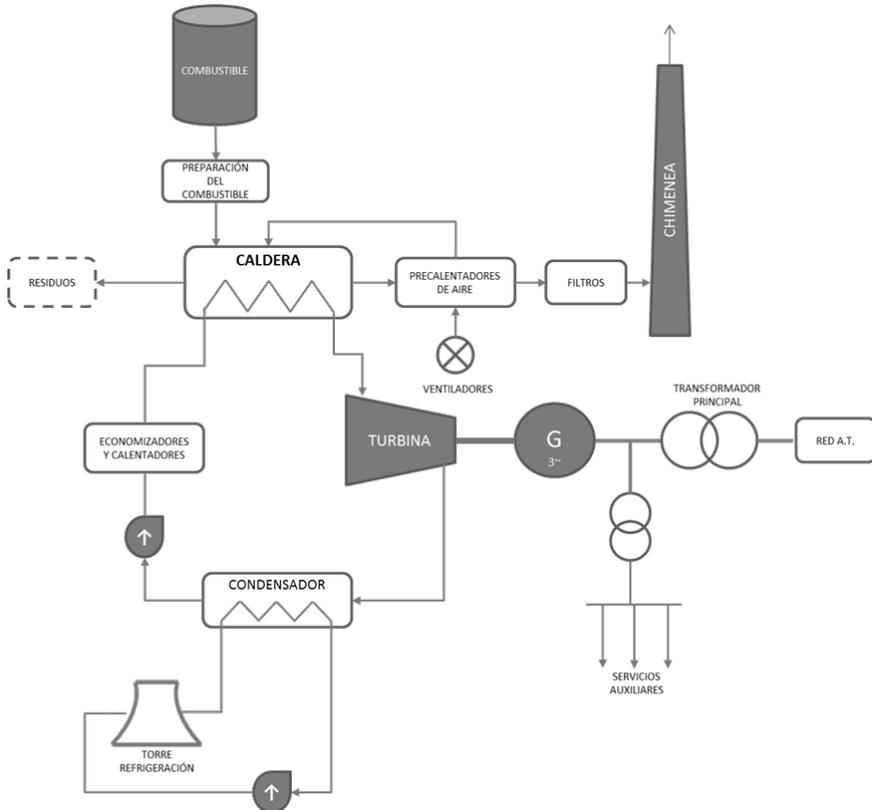


Fig. 6.3. Circuitos principales de proceso.

Desde el punto de vista del funcionamiento, el proceso completo de una central térmica de vapor puede agruparse en subprocesos o bloques funcionales, interrelacionados, que designaremos como:

- Circuito aire-combustible-gases-cenizas.
- Circuito agua-vapor.
- Circuito de agua de circulación.

- Circuitos eléctricos.
- Circuitos auxiliares.

Si bien la disposición física de los grandes equipos en una central térmica es muy diversa, se distinguen los principales edificios donde se alojan las estructuras más pesadas: el edificio de calderas, el edificio de turbinas o casa de máquinas, el edificio de maniobras o control. Además, existen edificios secundarios como planta de tratamiento de agua, parque de combustible, talleres, playa de maniobras.

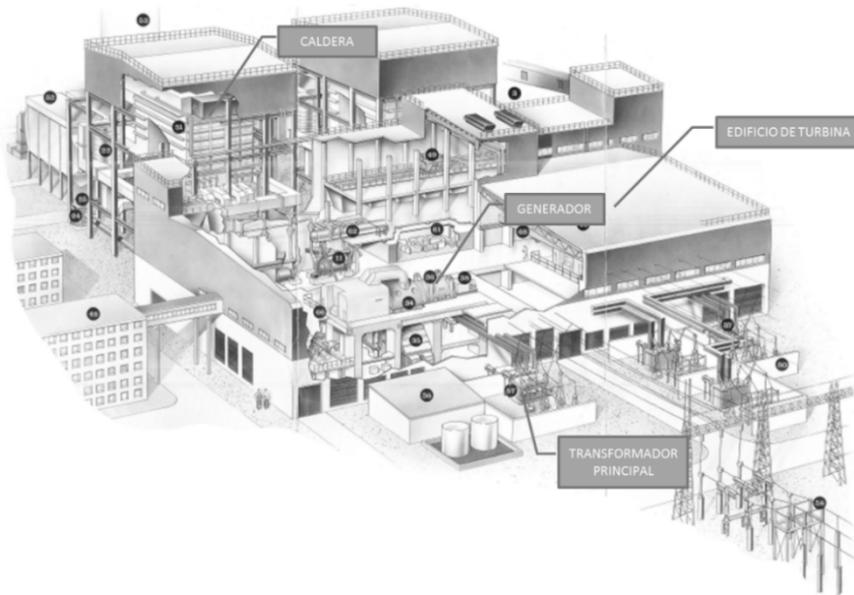


Fig. 6.4. Layout general de central termoeléctrica.

Centrales de carbón

Las centrales de carbón constituyen un tipo especial de centrales de vapor. Si bien podría pensarse que su particularidad radica solo en el tipo de combustible utilizado, el hecho de utilizar un combustible sólido las diferencia de las centrales de vapor que solo pueden utilizar combustibles líquidos y gaseosos. Las principales diferencias radican en la instalación de recepción, almacenamiento, tratamiento y transporte de carbón dentro de la planta.

La recepción del carbón define el layout de la planta y los demás sistemas que se nombraron, el cual depende de la ubicación de la central.

Se distinguen dos grandes tipos de centrales, aquellas que se ubican a pie de mina, como la central termoeléctrica Río turbio, y aquellas que deben importar el combustible por barco como es el caso de la central San Nicolás, ambas en la República Argentina.

Una vez recepcionado el carbón, ya sea por barco o por sistema de vías (sistema generalmente utilizado en aquellas ubicadas cerca de la mina), este se descarga y ubica en una playa de depósito para luego ser transportado por cintas previa trituración primaria.

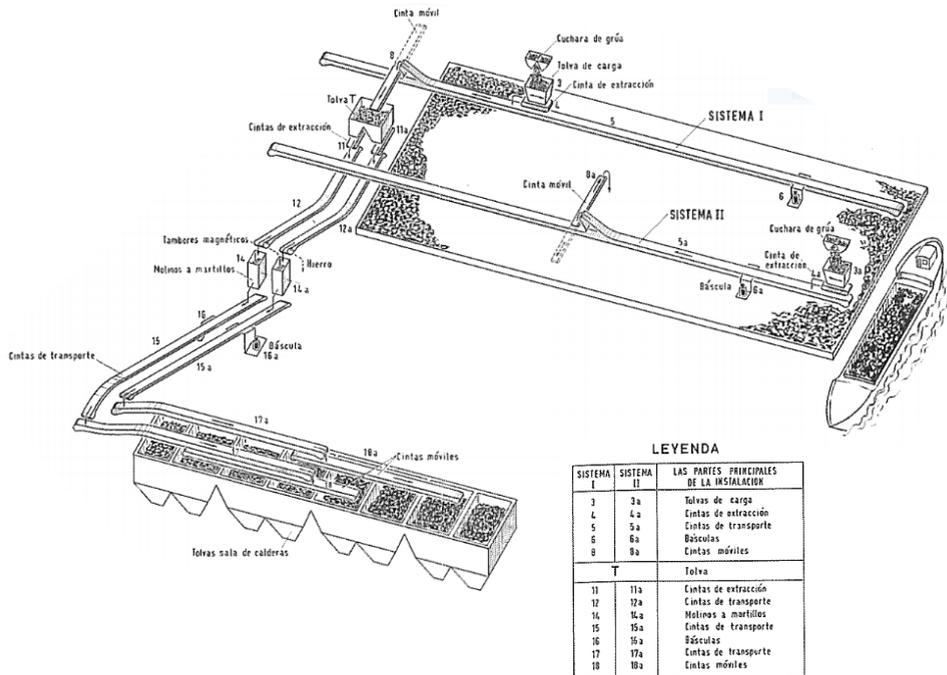


Fig. 6.5. Esquema de transporte de carbón, central San Nicolás⁴⁰.

Existen comercialmente sistemas y equipos para mejorar y reducir la contaminación ambiental de este tipo de centrales, como ser: reducción de NOx, SO2 y partículas.

Las tecnologías, tanto de combustión como de poscombustión, están disponibles para cumplir con las estrategias y requisitos

⁴⁰ Fuente: Manual "Agua y Energía Eléctrica", diciembre 1955.

ambientales específicos de cada sitio, dentro de los cuales se pueden nombrar:

- Quemadores de bajo NO_x y sistemas de combustión por etapas
- Sistemas de reducción catalítica selectiva (SCR)
- Sistemas de desulfuración de gases de combustión húmedos y secos (FGD)
- Cámaras de filtros de tela
- Precipitadores electrostáticos

Con respecto a las centrales termoeléctricas que utilizan combustibles líquidos y gas, las centrales de carbón requieren mayor espacio para su ubicación, mayores circuitos auxiliares que deben ser abastecido por su suministro eléctrico, y mayores requisitos ambientales, tema que se desarrollará más adelante.

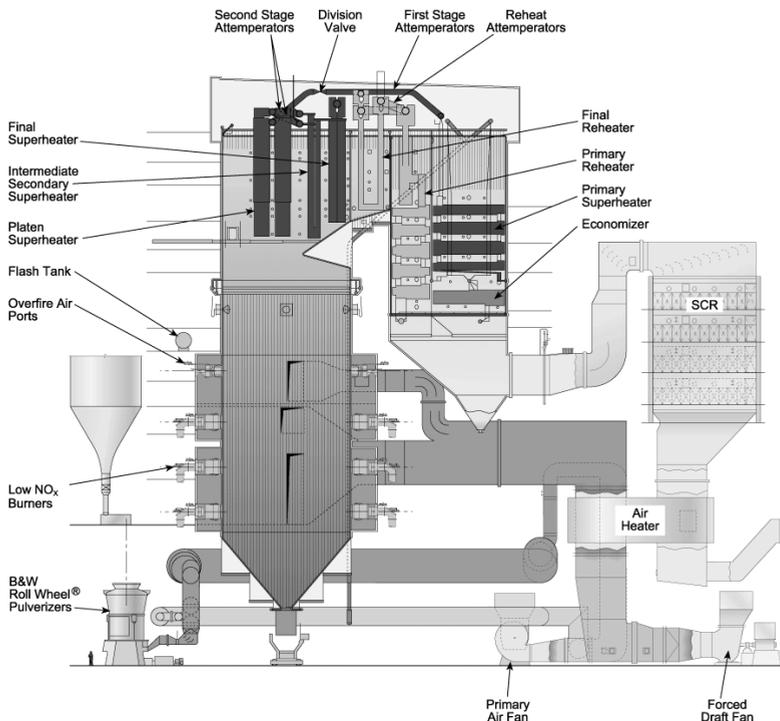


Fig. 6.6. Caldera de presión universal B&W⁴¹.

⁴¹ Fuente: <https://www.babcock.com/home/products/universal-pressure-boiler-up/>.

6.1.2 Centrales de turbina de gas

Las centrales de ciclo de gas utilizan como máquina motriz las turbinas de gas que se emplean para transporte aéreo y como primotores de compresores para transporte de petróleo en oleoductos, entre las aplicaciones más comunes.

Las turbinas de gas funcionan siguiendo un ciclo de Brayton. El ciclo de Brayton no regenerativo aparece representado en la Figura 6.7.

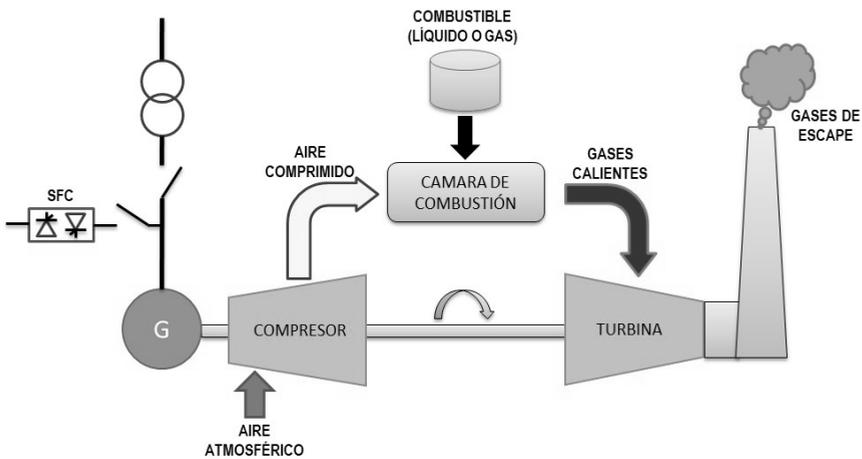


Fig. 6.7. Esquema simplificado del ciclo Bryton.

Las centrales de turbina de gas se caracterizan por tener una turbina especialmente diseñada para transformar la combustión de un gas a alta presión en el movimiento de un eje solidario al rotor del generador, a través de lo cual se obtiene energía eléctrica. La operación básica de este tipo de centrales consiste en que un compresor introduce aire del medio ambiente, lo comprime y luego lo envía a la cámara de combustión, donde el aire comprimido se combina con el combustible para producir la combustión.

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

En generación de energía eléctrica, las turbinas de gas se caracterizan porque son de fácil instalación y bajo costo por kilovatio instalado, sin embargo, su uso para la generación de energía eléctrica como plantas de base en un sistema interconectado se limita por los siguientes aspectos⁴²:

- Baja eficiencia ($n = 20-30 \%$).
- El compresor de la turbina consume de ella el 50% de su potencia.
- No trabaja con combustibles sólidos.
- Las potencias que se tienen por unidad son pequeñas.

Sin embargo, debido a la baja inercia térmica del ciclo, estas centrales permiten una más rápida sincronización y más flexibilidad para las variaciones diarias y estacionales que otras centrales.

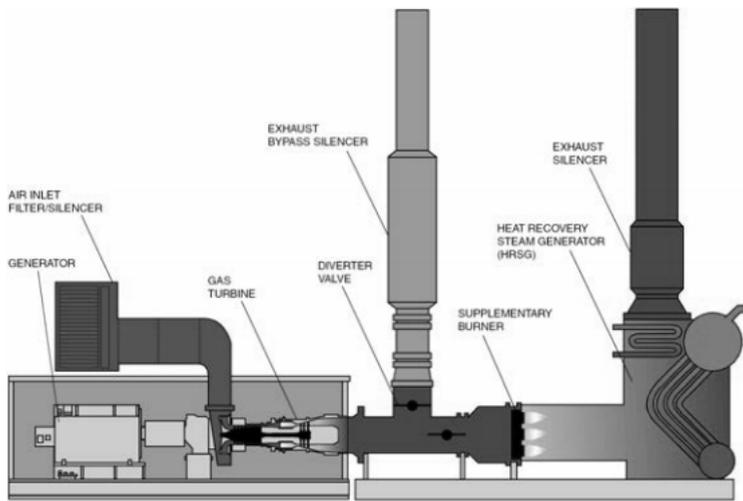


Fig. 6.8. Componentes típicos de central de ciclo de gas⁴³

Las turbinas de gas se desarrollaron originalmente con sistemas de combustión relativamente simples con la posibilidad de utilizar una amplia gama de combustibles. Sin embargo, debido a las exigencias

⁴² Ortiz Flórez, R. (2012). Generación térmica. Bogotá, Colombia: Ediciones de la U. Recuperado de <https://elibro.net/es/ereader/utnfrd/70210?page=135>.

⁴³ Fuente: <https://s7d2.scene7.com/is/content/Caterpillar/CM20190218-53670-53247>

medioambientales, los fabricantes desarrollaron nuevas turbinas más eficientes logrando reducir principalmente las emisiones de NOX y CO.

Existen en el mercado sistemas de generación modulares que posibilitan su utilización en entornos restringidos, produciendo de esta manera la mayor cantidad de megavatios por metro cuadrado comparado con otras tecnologías. Además, esta característica permite la construcción de nuevas centrales en plazos mucho más cortos. Esto hace que sea muy elegida en puntos donde sea necesario cubrir déficit de generación de forma inmediata.

La ventaja de requerir menor superficie, poder instalarse de forma modular, utilizar un combustible competitivo como el gas, que sea un ciclo térmico sencillo con pocos sistemas auxiliares necesarios para su funcionamiento, que pueda instalarse fácil y rápidamente, ha permitido lograr costos nivelados de generación iguales o menor que cualquier otro tipo de central eléctrica.

6.1.3 Centrales de ciclo combinado

Una central de ciclo combinado combina dos ciclos termodinámicos individuales, uno que opera a alta temperatura (Ciclo Brayton), y otro con menores temperaturas de trabajo (Ciclo Rankine).

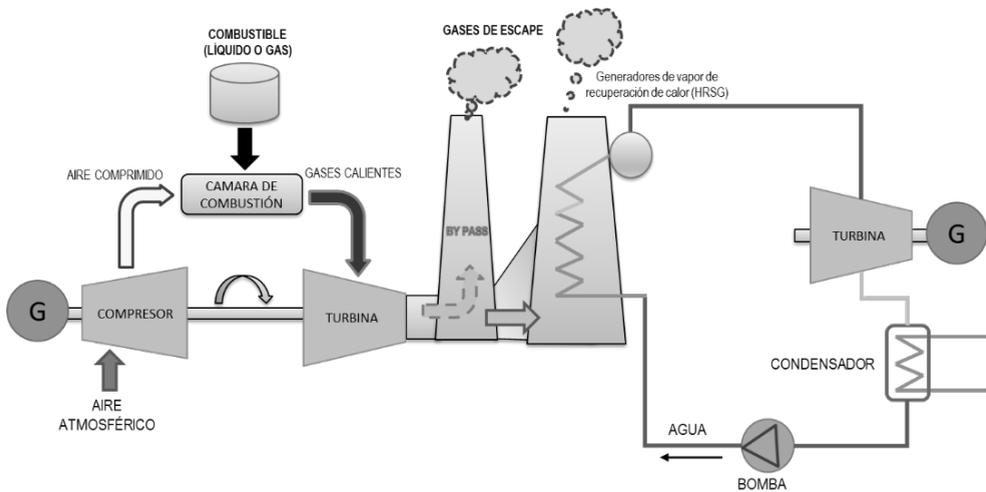


Fig. 6.9. Esquema de una central de ciclo combinado

El objetivo de utilizar estas dos tecnologías en conjunto es aumentar la eficiencia de la instalación. Adicionalmente, estos sistemas tienen una serie de ventajas, en comparación a un sistema de ciclo convencional, tales como flexibilidad operacional, menores emisiones atmosféricas, menor consumo de agua de refrigeración y ahorro de energía, entre otras.

En los ciclos combinados el escape de la turbina de gas se utiliza como fuente calorífica para un ciclo de turbina de vapor, llegando a alcanzar en aplicaciones de plantas para generación de energía eléctrica, rendimientos térmicos superiores al 50%.

El hecho de tener características similares a las centrales de gas y aprovechar el calor remanente de su ciclo hace que este tipo de centrales presente las siguientes ventajas:

- El rendimiento en las centrales de ciclo combinado es muy superior (un 58% frente a un 36% de una central convencional). Esto implica ventajas tanto medioambientales como económicas.
- Producen menor contaminación atmosférica, ya que el gas natural es un combustible más limpio que el carbón, el petróleo o sus derivados, usados en muchos casos para producir electricidad.
- Una central de ciclo combinado sólo requiere, para la condensación del vapor, un tercio del agua de refrigeración necesaria en las centrales térmicas convencionales.
- El transporte y suministro de la energía primaria (el gas natural) se hace a través de un gasoducto enterrado, por lo que se evita el impacto derivado de la circulación de camiones o trenes de aprovisionamiento de carbón o fueloil.
- Las centrales de ciclo combinado pueden construirse cerca de los centros de consumo. De este modo se debe transmitir la energía a corta distancia, con lo que se reducen las inevitables pérdidas de transmisión y se disminuye el impacto visual.

6.1.4 Centrales diésel

De manera muy similar a las centrales de gas, las centrales diésel emplean un motor alternativo de combustión interna de ciclo diésel como máquina impulsora.

Existen diferentes configuraciones posibles de acuerdo con el uso o función que cumplirá la central, dentro de las más importantes se destacan:

- Centrales de emergencia: funcionan muy pocas horas en el año y cuando son demandadas deben hacerlo en muy corto tiempo.
- Centrales de punta: operan solo en momentos de alta demanda no superando las 2000 horas anuales.
- Centrales de regulación: destinadas a absorber las variaciones de demanda o generación a fin de mantener constante la frecuencia del sistema. Se incluye en este grupo las centrales que operan en islas y alimentan una demanda que es variable.
- Centrales de base: son aquellas centrales que operan más de 6000 horas anuales.

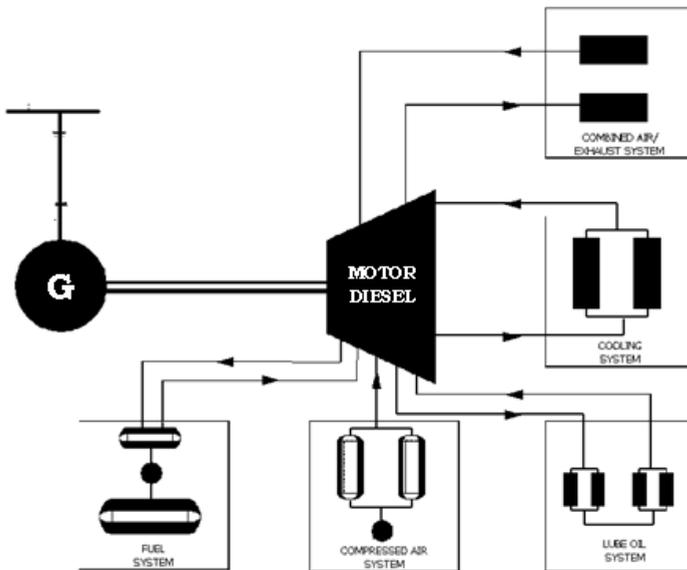


Fig. 6.10. Esquema de circuitos de una central diésel.

Como en toda central de generación, se requieren circuitos o sistemas auxiliares para el funcionamiento del ciclo térmico y de las máquinas eléctricas, de los cuales, se destacan como más importantes los siguientes:

- Sistema de escape: chimenea, silenciador, así como cañerías y todas las válvulas necesarias para su funcionamiento
- Aire de combustión: filtros de aire, turbocompresores, así como cañerías y todas las válvulas necesarias para su funcionamiento.
- Sistema de agua de refrigeración: enfriadores, bombas agua de refrigeración propias del motor diésel, tanque de expansión, el dispositivo de precalentamiento, así como las tuberías de circulación y todas las válvulas necesarias para el funcionamiento de este sistema.
- Sistema de Lubricación: dispositivo de prelubricación, bomba mecánica de alimentación, filtro y enfriador, así como cañerías y todas las válvulas necesarias para que funcione el sistema.
- Sistema de aire comprimido: el sistema está constituido por el compresor, botellones conectados en paralelo, válvulas de seguridad, válvulas manuales y burros de arranque de aire montados en el propio diésel. El aire almacenado en las botellas debe garantizar varios arranques completos.
- Sistema de combustible: el tanque de almacenamiento de combustible, el tanque de servicio de combustible, la bomba de transferencia de combustible, la tubería, el filtro, los enfriadores y el equipo de monitoreo.

Al igual que las centrales de ciclo de gas, las plantas diésel permiten la construcción de forma modular, es decir, se puede cambiar gradualmente el tamaño de la planta agregando nuevos conjuntos de motores o eliminando los existentes. Además, es posible mantener en funcionamiento los equipos que sean necesarios para el despacho y apagando los sobrantes, de esta manera una mejora en el rendimiento total de la planta. Esto también significa que se puede comenzar con una inversión inicial más pequeña y expandirse más tarde cuando sea conveniente.

Con respecto a su funcionamiento, poseen un rápido arranque y son capaces de entregar potencia en 30 segundos y llegar a plena potencia en 5 minutos.

Históricamente, estas centrales han empleado combustible líquido para su operación, sin embargo, los motores más modernos admiten la posibilidad de funcionar con combustibles líquidos y gaseosos, así como biocombustibles sintéticos y tradicionales. Los biocombustibles líquidos se derivan de material biológico y pueden producirse a partir de una variedad de fuentes de carbono. Los biocombustibles líquidos comunes aprobados para su uso en motores incluyen aceites de diversas semillas oleaginosas, como aceite de palma, estearina de palma, aceite de colza, aceite de girasol y aceite de jatropha⁴⁴. Los biocombustibles líquidos también pueden ser de origen no vegetal, es decir, aceites o grasas de pescado, aves y animales. También se pueden utilizar calidades de biocombustible refinado, como biodiesel transesterificado o diésel renovable hidrogenado.

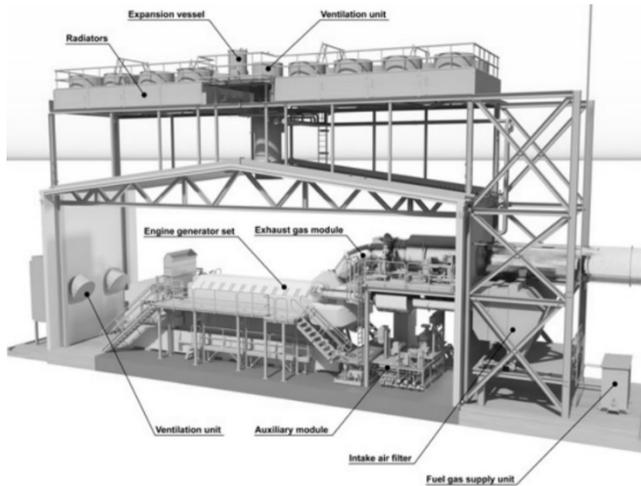


Fig. 6.11. Esquema en corte de una central diésel⁴⁵.

⁴⁴ La Jatropha es una planta originaria de América Latina que se conoce también como tempate o piñón. Sus semillas tienen un aceite no comestible que se emplea para la producción de combustibles.

⁴⁵ Fuente: https://www.wartsila.com/docs/default-source/power-plants-documents/ppscatalogue.pdf?sfvrsn=e5b3dc45_22

6.2. Combustión y combustibles

6.2.1 Los combustibles⁴⁶

Se llama combustible a todo material que es capaz de liberar energía cuando se oxida en forma violenta. En general, se trata de sustancias susceptibles de quemarse.

La principal característica de un combustible es el calor desprendido por la combustión completa de una unidad de masa (kilogramo) de combustible, y su magnitud se denomina poder calorífico.

Los tipos más frecuentes de combustible son los materiales orgánicos que contienen carbono e hidrógeno (los hidrocarburos). Si hablamos de combustibles gaseosos, necesariamente tenemos que mencionar al gas natural. El gas natural es uno de los combustibles más utilizados actualmente en los hogares para la calefacción, el calentamiento del agua y la cocción de alimentos.

Tabla 6.1. Datos característicos de los combustibles fósiles más utilizados en la industria

| TIPOS | | CARACTERÍSTICAS | TRANSPORTE | PODER CALORIFICO | PRECIO EN EL MEM (2022) | |
|---------|-----|-------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------|-------------------------|----------------------|
| GAS | GN | GAS NATURAL | Es el gas disponible para la venta o para consumo directo como combustible doméstico, comercial o industrial, o bien como materia prima industrial o petroquímica, sea que exista naturalmente o sea el resultado de acondicionar el gas natural crudo | GASODUCTO | 11100 kcal/kg | 2,00 a 3,00 USD/MBTU |
| | GNC | GAS NATURAL COMPRIMIDO | Se refiere al gas natural comprimido a presiones del orden de los 200 Bar, a temperatura ambiente, para su utilización como combustible vehicular. Mantiene su estado gaseoso, pero con una reducción de volumen de unas 200 veces. | GASODUCTO | | |
| | GLP | GAS LICUADO DE PETROLEO | Está compuesto por moléculas de propano y butano en distintas proporciones, más pesadas que las de metano, extraídas de la corriente de gas natural húmedo y almacenado en recipientes aptos para su transporte y posterior utilización comercial. | GASODUCTO Y ENVASADO | | |
| | GNL | GAS NATURAL LIQUIDO | Gas natural que ha sido enfriado hasta el punto que se condensa a líquido, lo cual ocurre a una temperatura de aproximadamente -161 °C y a presión atmosférica. | BARCO - CAMIÓN | 11500 kcal/kg | 40 USD/MBTU |
| LIQUIDO | FO | FUEL OIL | Es más denso y viscoso que el gasoil y en él se acumulan en mayor proporción los contaminantes del crudo, tales como azufre y metales. | OLEODUCTOS - CAMIÓN | 9800 kcal/kg | 22 USD/MBTU |
| | GO | GASOIL | El gasoil es un destilado medio atmosférico, igual que el querosén, pero más pesado. Se lo usa como combustible diésel, o para calefacción doméstica, o alimentación de calderas en algunas usinas eléctricas. | OLEODUCTOS - CAMIÓN | 8580 kcal/kg | 36 USD/MBTU |
| SOLIDO | CM | ANTRACITA | Contiene entre un 86 % y un 97 % de carbono y, por lo general, tiene el poder calorífico más alto de todos los tipos de carbón | BARCO - FERROCARRIL | > 7500 kcal/kg | |
| | | BITUMINOSO | Es del tipo más abundante. Contiene entre un 45 % y un 86 % de carbono. Se lo utiliza para generar electricidad y es un combustible y una materia prima importante para la fabricación de hierro y acero. | | 6500 - 7500 kcal/kg | |
| | | SUB. BITUMINOSO | Normalmente contiene entre un 35 % y un 45 % de carbono y tiene un poder calorífico inferior al del carbón bituminoso. | | 4500 - 7000 kcal/kg | 19 USD/MBTU |
| | | LIGNITO | Contiene entre un 25 % y un 35 % de carbono y tiene el contenido de energía más bajo de todos los tipos de carbón. El lignito es desmenuzable y tiene un alto contenido de humedad, lo que contribuye a su bajo poder calorífico. | | <4500 kcal/kg | |

⁴⁶ Instituto Argentino del Petróleo y del Gas: “Aspectos técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución de gas”

La combustión⁴⁷

La combustión es una reacción química exotérmica, que supone liberación de una energía en su forma potencial (energía química) a una forma utilizable como es el calor (energía térmica).

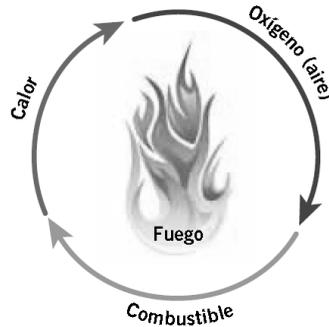


Fig. 6.12. Componentes de la combustión

En toda combustión existe un elemento que arde (combustible) y otro que produce la combustión (comburente), generalmente oxígeno (O₂), en forma gaseosa, que se encuentra en el aire atmosférico en una proporción de un 21%. Esta proporción es más que suficiente para que se produzca la combustión de los combustibles.

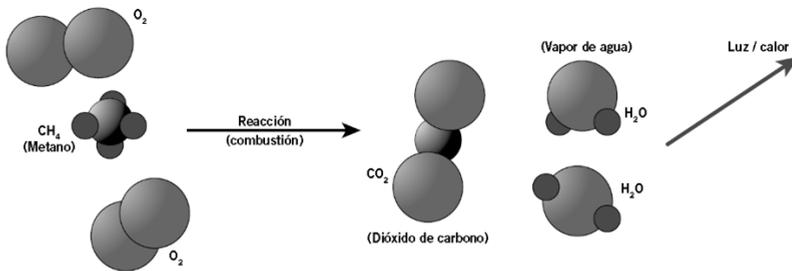


Fig. 6.13. Reacción química de la combustión⁴⁸

⁴⁷ Instituto Argentino del Petróleo y del Gas: “Aspectos técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución de gas”

⁴⁸ Instituto Argentino del Petróleo y del Gas: “Aspectos técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución de gas”

En una reacción completa, todos los elementos tienen el mayor estado de oxidación. Los productos que se forman son el dióxido de carbono (CO₂) y el agua (H₂O), el dióxido de azufre (SO₂) si el combustible contiene azufre, y pueden aparecer óxidos de nitrógeno (NO_x), dependiendo de la temperatura y la cantidad de oxígeno en la reacción.

En la combustión incompleta, los productos que se queman pueden no reaccionar con el mayor estado de oxidación, debido a que el comburente y el combustible no están en la proporción adecuada, dando como resultado, además de dióxido de carbono (CO₂) y agua (H₂O), otros subproductos como monóxido de carbono (CO), carbono (C), hidrógeno (H₂), e hidrocarburos sin combustionar.

6.2.3 Consumo mundial de combustibles

Ha quedado claro hasta aquí que la Argentina fue y es un país "fósil" en cuanto a consumo de combustibles para generación eléctrica, tal cual ha sucedido en el mundo.

En el Capítulo 2 se describió como se transformó la matriz de generación de energía eléctrica, la cual en sus comienzos tenía mayor participación del carbón mineral (que se importaba principalmente desde Inglaterra), luego fue superado por combustibles líquidos y, por último, pasó a ser reemplazado por el gas. Estas transformaciones fueron posibles gracias a la evolución tecnológica tanto en la exploración, producción, transporte y utilización. Sin embargo, muchos países aún siguen teniendo al carbón como principal combustible en su matriz ya que la disponibilidad de los recursos juega un rol determinante en las políticas energéticas.

El artículo "Aspectos técnicos, económicos y estratégicos de la exploración y producción de hidrocarburos"⁴⁹, del Instituto Argentino del Petróleo y Gas, en su prólogo dice: *A pesar de los esfuerzos puestos en la búsqueda de recursos sustitutos y en el desarrollo de otros recursos energéticos, la humanidad continuará dependiendo de los hidrocarburos para satisfacer sus necesidades energéticas por muchos años más.*

⁴⁹ <https://www.iapg.org.ar/download/EPp.pdf>

El *World Energy Outlook (2012)* de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés) prevé que la demanda mundial de petróleo crecerá de 87,4 mb/d (millones de barriles por día) en 2011, a 99,7 mb/día en el año 2035; es decir, de 5072 a 5785 millones de m³ por año. Esta previsión corresponde al escenario que la IEA define como *New Policies Scenario*, basado en la efectiva adopción de un conjunto de políticas gubernamentales para promover el uso eficiente de la energía y supone precios más elevados para los hidrocarburos. En caso de continuarse con las actuales políticas y no lograrse estos propósitos, la demanda de petróleo en el 2035 treparía a 108,5 mb/día.

Respecto al gas natural, la Agencia estima que su consumo aumentará de 2800 Mtep (millones de toneladas equivalentes de petróleo) a 4106 Mtep entre los mismos años. Esto representa un incremento del 47% en el período, que supera ampliamente el crecimiento del 32% estimado para el conjunto de los distintos suministros energéticos (carbón, petróleo, gas, nuclear, hidroelectricidad, bioenergía y otros). De este modo, la participación del gas natural en el conjunto de los suministros subirá del 22% actual, al 24% en el año 2035.

El mismo trabajo estima que el total de las inversiones mundiales en el *upstream*⁵⁰ para petróleo y gas, alcanzará 619 mil millones de dólares solamente en el año 2012, cinco veces el nivel del año 2000; y se mantendrá aproximadamente en ese nivel durante todo el período mencionado.

En lo que respecta a la Argentina, hubo en los últimos cuarenta años una gradual sustitución de petróleo por gas natural. Los hidrocarburos en conjunto aportaron más del 85% de la matriz energética del país, durante esos años. En el futuro, si bien es previsible un aumento en la participación de otras fuentes energéticas, la demanda de petróleo y gas seguirá creciendo, acompañando el incremento general del consumo, y la matriz energética continuará basada, fundamentalmente, en los hidrocarburos.

⁵⁰ Upstream: exploración, descubrimiento y producción del petróleo y el gas.

6.2.4 Petróleo y gas en Argentina

El territorio argentino alberga veinticuatro cuencas sedimentarias terrestres y marítimas que se extienden en una superficie superior a los tres millones de km² dentro de las cuales están delimitadas 850 áreas. El 13 de diciembre de 1907 se descubrió petróleo en la Cuenca del Golfo San Jorge. La Cuenca Neuquina se agregó en 1918, así como la Cuenca del Noroeste lo hizo en 1926. La Cuenca Cuyana se sumó en 1932 y la Cuenca Austral, en 1949.

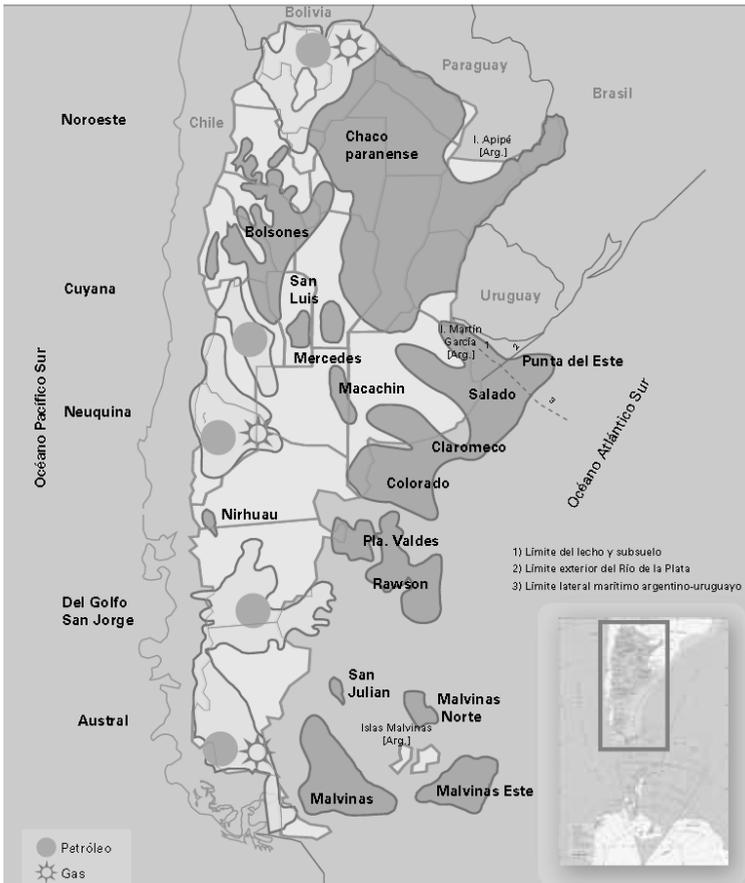


Fig. 6.14. Cuencas productivas y aún no productivas de la República Argentina⁵¹

⁵¹ Instituto Argentino del Petróleo y del Gas: “Aspectos técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución de gas”

La purificación y tratamiento de los gases naturales extraídos de los yacimientos, así como los procesos de extracción de gases licuados, están a cargo de treinta plantas de tratamiento distribuidas en las cuencas productoras. En estas plantas se produce etano, gases licuados, gasolina y condensado destinados al consumo interno envasado en cilindros, a la industria petroquímica y a la exportación. Los gases licuados se producen además a partir de petróleo crudo en refinerías. Históricamente aproximadamente el 30% de la producción total de gases licuados se consume en el mercado interno y el 70% restante se exporta.

El gas natural es fundamental en la matriz energética argentina, a la que desde mediados de la década del 90 aporta más del 50% de la provisión de energía.

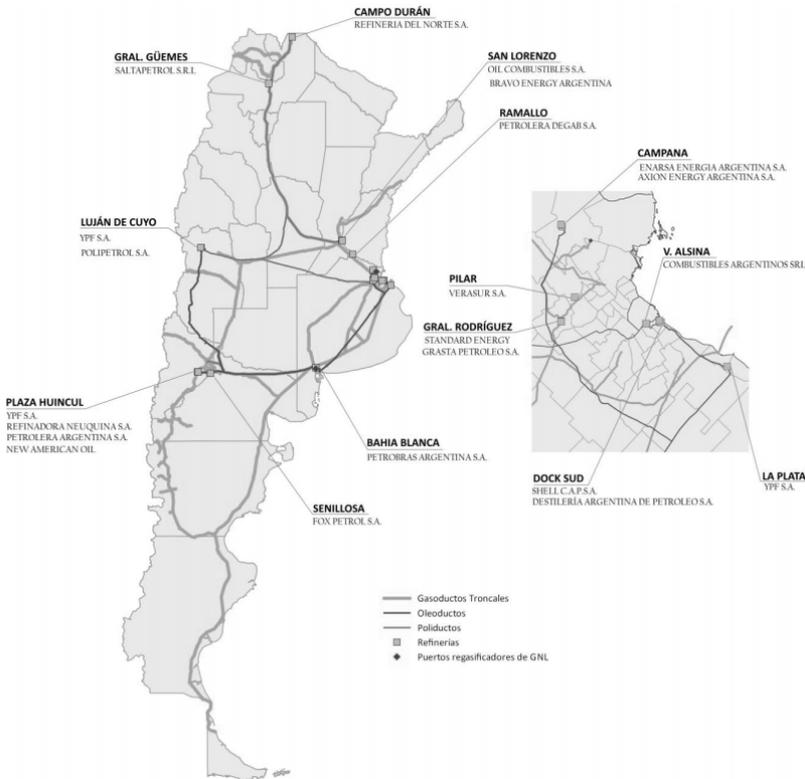


Fig. 6.15. Cuencas productivas y aún no productivas de la República Argentina⁵²

⁵²https://www.argentina.gov.ar/sites/default/files/sspmicro_cadenas_de_valor_hidrocarburos.pdf

El transporte del gas natural se realiza a través de más de 15.500 km de gasoductos troncales que, en los últimos veinte años han incrementado su capacidad en un 110%. En ese período se construyeron también cuatro gasoductos que cruzan los Andes hacia Chile y otros cuatro hacia Brasil y Uruguay. Además, se tendieron varios tramos de gasoductos que atraviesan Tierra del Fuego, transportando gas destinado al sur de Chile. La operación de los gasoductos troncales está en manos de dos empresas transportadoras y la distribución hacia los centros de población por redes de media y baja presión de nueve distribuidoras regionales.

A ellos hay que agregarles la construcción de los gasoductos que transportan el Gas Natural Licuado (GNL) que llega a los puertos de Escobar y Bahía Blanca. Actualmente la red de gasoductos continúa en expansión. Al respecto el proyecto más importante es la construcción el Gasoducto del Noreste Argentino que cubrirá a la única región del país que aún no cuenta con gas por redes.

El petróleo crudo producido en la Patagonia se transporta a las refinerías por vía marítima y por oleoductos troncales. Las cuencas Golfo de San Jorge y Austral cuentan con una red local de oleoductos que lleva el crudo hacia las terminales de carga de buques que lo trasladan principalmente a las refinerías de la provincia de Buenos Aires. El petróleo producido en la Cuenca Neuquina llega a las refinerías por una red de oleoductos, en tanto el crudo de las cuencas Cuyana y Noroeste se procesa en refinerías ubicadas en esas regiones. Una red de poliductos atraviesa el centro y norte argentino, transportando derivados del petróleo producidos en Campo Durán (Salta), Luján de Cuyo (Mendoza), San Lorenzo (Santa Fe) y La Plata (Buenos Aires). Los productos petroleros también viajan en buques fluviales que llevan petróleo crudo a Campana y combustibles a los puertos ubicados a lo largo de la Hidrovía Paraguay – Paraná abasteciendo a las provincias del Litoral.

El sistema nacional de transporte y distribución de petróleo y derivados se completa con camiones tanque o cisterna que trasladan los combustibles desde las terminales ubicadas a largo de la red de poliductos, los puertos o las refinerías hasta los puntos de consumo, especialmente estaciones de servicio y plantas industriales. La distancia

media de transporte automotor de combustibles se sitúa en el orden de los 250 kilómetros, en tanto casi nunca se superan los 800 km.

6.2.5 Comercio internacional⁵³

Argentina alcanzó el autoabastecimiento de petróleo crudo en 1980, contando además con la capacidad de refinación necesaria para producir los combustibles y otros subproductos de petróleo destinados a la demanda interna. En 1985 comenzó a exportar petróleo crudo en porcentajes que no superaban el 2% de la producción anual. A partir de 1990 los cambios en el marco regulatorio de la industria impulsaron un proceso de exportación que llegó a su pico máximo en 1997 y 1998 cuando se vendió fuera del país el 40% de la producción anual. Desde el año 2001 se sostuvo el abastecimiento interno pero la exportación comenzó a disminuir. El mercado internacional de productos derivados del petróleo presenta desde hace cinco décadas una paridad entre ingresos y egresos con algunos picos estacionales debidos a circunstancias especiales.

El gas natural representa un problema particular. Tradicionalmente, aún en los años de mayor producción, Argentina importaba gas de Bolivia, que llegaba al país por un gasoducto para ingresar a la red de transporte. En 1997 Argentina comenzó a exportar gas natural, a Brasil, Chile y Uruguay. Los volúmenes máximos de exportación de gas se registraron ente 2001 y 2006.

⁵³ <https://www.aogexpo.com.ar/OverviewEN.pdf>



Fig. 6.16. Rutas de comercialización de GNL⁵⁴

Al mismo tiempo se extendía la red de distribución por gasoductos de media y baja presión, generando un crecimiento sostenido del mercado interno. El incremento de la demanda proveniente de todos los sectores consumidores, especialmente de las centrales eléctricas, hicieron necesario no solo disminuir la exportación desde 2007, sino también iniciar el camino de la importación de gas natural licuado (GNL).

6.3. Sistema eléctrico de servicios auxiliares

Una central de generación solo puede producir energía si sus sistemas auxiliares están funcionando. Si se pierde el suministro de energía a estos sistemas auxiliares, una unidad puede salir de servicio, no arrancar, o sufrir serios daños. El sistema de suministro de energía eléctrica para los servicios auxiliares generalmente cuesta menos del 5% al 10% del costo total de la planta. Los costos adicionales incurridos durante una interrupción a largo plazo debido a la falta de generación, la reparación de equipos importantes y el costo incremental de la energía de reemplazo pueden exceder el costo total del sistema auxiliar.

El sistema eléctrico de consumo propio provee energía a las cargas durante: la operación normal de la central y durante las

⁵⁴ <https://www.iapg.org.ar/download/gas2014.pdf>

operaciones de arranque (start-up) y parada (shut-down). Dichas cargas pertenecen a diferentes sistemas operativos, los cuales pueden ser clasificados en:

- Sistemas de operación (combustible, gases, residuos, etc.).
- Sistemas de soporte (ventilación, calefacción, monta cargas, ascensores, etc.).
- Sistemas de comunicación (telefonía, buscapersonas, sirenas, etc.).
- Sistemas de seguridad (control, refrigeración, alarmas, medición, anti-incendio).

6.3.1 Consideraciones básicas de diseño

Son muchos los factores que se tienen en cuenta en la etapa de diseño y planificación del sistema eléctrico de servicios auxiliares de una central eléctrica. Básicamente, el diseño de una central incluye dos tipos de estudios de planificación del sistema eléctrico:

- Estudios que involucran las conexiones principales de energía entre el generador y la red de transmisión.
- Estudios que contemplan el suministro a los motores y otros equipos eléctricos necesarios para el funcionamiento de la estación generadora.

Los requisitos de las conexiones eléctricas principales se determinan mediante estudios de expansión de la capacidad de generación, estudios de flujo de carga y estudios de estabilidad del sistema.

Los estudios de planificación del sistema eléctrico de consumo propio garantizan que el generador, el transformador elevador (también llamado transformador de bloque) y sus conexiones estén debidamente coordinados con los requisitos del sistema. Estos estudios especializados incluyen la selección del generador, establecer los MVA y la relación de transformación del transformador principal, y el cálculo de otros requisitos de otros equipos conexión principal de potencia, como la corriente nominal y la resistencia mecánica del conducto de barras del generador y el esquema de puesta a tierra que se utilizará.

El sistema eléctrico de servicios auxiliares es similar a los sistemas de distribución en una planta industrial, sin embargo, tiene ciertos requisitos y limitaciones especiales. Se deben realizar estudios de carga para determinar la capacidad y los niveles de tensión. Se deben desarrollar perfiles de voltaje que indiquen los niveles de tensión esperados para varias condiciones de operación de la planta y del sistema de transmisión. Deben calcularse las corrientes de cortocircuito, que se utilizan para determinar las capacidades nominales de los equipos y la coordinación de los relés de protección.

A continuación, se presentan a modo de ejemplo algunos criterios de diseño que son tenidos en cuenta durante la etapa de diseño del sistema eléctrico de las centrales eléctricas.

Seguridad

La seguridad es un factor de suma importancia en el diseño del sistema eléctrico. Deben cumplirse los estándares y normas de la industria para los que fueron diseñados los equipos y componentes que se van a utilizar. Si bien la seguridad y la vida útil del equipo pueden verse comprometidas en determinadas condiciones, se debe considerar y evitar la posibilidad de daños al personal de la planta y al público.

Los criterios de seguridad son implementados a través de consideraciones como:

- Cuando todas las unidades generadoras estén fuera de servicio, se mantendrá la alimentación para iluminación, comunicación, calefacción, ventilación, control, ascensores, lubricación, seguridad de la planta y cargas similares para un apagado seguro de la unidad en condiciones normales y de emergencia. Esto puede realizarse mediante sistemas de energía ininterrumpida u otras fuentes alternas de CA o CC, según la gravedad y la naturaleza de la carga.
- Las fuentes de alimentación y las cargas críticas deben dividirse entre las barras auxiliares de la central de modo que la falla de cualquier barra o fuente de alimentación no impida el apagado seguro de la planta.

- Todas las carcasas y soportes de equipos eléctricos deben estar permanentemente conectados a tierra mediante una conexión directa al sistema de conexión a tierra de la central.

Confiabilidad

Dado que la central no funcionará sin los correspondientes sistemas auxiliares, la confiabilidad del sistema eléctrico de servicios auxiliares afecta directamente el rendimiento de la planta. Las fallas que reducen la producción de energía, ya sea parcial o completamente, deben evitarse siempre que sea posible. El sistema debe diseñarse de modo que la capacidad de reserva y las fuentes de alimentación alternativas minimicen los efectos de la interrupción de los componentes críticos. El diseño del sistema debe minimizar los efectos de las fallas o mal funcionamiento de los componentes que forman parte del servicio ininterrumpido del sistema eléctrico.

A continuación, se presentan dos ejemplos de posibles criterios de confiabilidad:

- La falla de una fuente de arranque no debería impedir que ninguna unidad pueda ser encendida o detenida.
- Cualquier unidad debe ser capaz de estar a plena carga con uno de sus transformadores auxiliares fuera de servicio.

La confiabilidad del sistema de servicios auxiliares debe ser consistente con la importancia y criticidad de la central, los códigos y estándares de la industria y las normativas vigentes.

Costo

Los costos de inversión, de operación y mantenimiento, tanto del sistema de suministro de energía auxiliar como los de los equipos asociados son factores clave en el diseño. Los costos de instalación, operación, capacidad de expansión y mantenimiento deben evaluarse durante la vida útil del equipo como parte de la determinación del costo total de cada diseño. Aunque el costo necesario para incrementar la capacidad del sistema a futuro suele ser difícil de cuantificar, es muy importante que sea evaluado inicialmente porque las adiciones de carga

futuras pueden requerir modificaciones costosas que pueden evitarse o minimizarse considerándolas adecuadamente en el diseño inicial.

Operación

Los sistemas de eléctricos de distribución que son flexibles y fáciles de operar pueden contribuir en gran medida a la confiabilidad del sistema.

Los sistemas radiales son simples, sin embargo, existen diseños que consideran mejoras en la confiabilidad adicionando la posibilidad de realizar interconexiones entre barras. La interconexión de barras auxiliares generalmente da como resultado un esquema de conmutación complejo que puede ser difícil o costoso de proteger. Las maniobras de acoplamiento o conmutación de barras pueden estar sujetas a errores o disparos de unidades por protección.

Dado que un incremento de confiabilidad en el diseño a menudo da como resultado un sistema más complejo, para determinar el aumento real de confiabilidad se debe considerar la dificultad de operación del sistema eléctrico.

Mantenimiento

El diseño del sistema eléctrico auxiliar debe contemplar la disposición de los equipos tal que permita la realización del mantenimiento preventivo. El equipo debe ubicarse de manera que sea accesible para inspección, remoción, desmontaje y reparación, el espacio de trabajo debe estar bien iluminado, adecuadamente ventilado y seguro para el personal. En algunos casos, puede ser conveniente disponer de circuitos o fuentes alternativas para proporcionar servicio de respaldo a sistemas auxiliares que permiten reparaciones en servicio sin reducir la potencia de salida de la central. Se debe realizar un análisis de costo/beneficio de esta alternativa durante la etapa de diseño y planificación.

Expansión

Durante la vida útil de una planta, se pueden agregar cargas con diferentes fines como ser: protección ambiental, mejoras en la eficiencia, seguridad, confiabilidad de la planta y otros cambios en las condiciones

de operación. Estas cargas futuras deberían conocerse de forma anticipadas durante el diseño inicial, esto resulta en muchos casos difícil de saber, o bien, es posible que no se conozcan con suficiente detalle. Algunos ingenieros optan por construir un sistema tan grande como sea posible para maximizar la capacidad de reserva. Una alternativa de diseño, en cambio, proporcionaría equipos de conmutación, transformadores y otros equipos futuros que pudieran ser necesarios.

6.3.2 Clasificación de las cargas

En relación a su importancia, su influencia sobre la seguridad de la central y el público, y su impacto sobre la disponibilidad de la planta, las cargas de la planta suelen clasificarse en diferentes categorías como se indica en la Tabla 6.2.

Tabla 6.2. Clasificación de cargas eléctricas de una central.

| DISPONIBILIDAD | SEGURIDAD | ALIMENTACIÓN |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>NO CRÍTICOS: La salida de servicio del componente no impacta</p> | <p>NO ESENCIALES: Aquellos componentes que al ser desconectados no afectan la seguridad de la central.</p> | <p>NORMAL: Son aquellas cargas que pueden ser desconectadas ante una situación anormal de operación sin afectar la seguridad de planta</p> |
| <p>CRÍTICOS: La salida de servicio del componente provoca una disminución parcial o total de la potencia generada por la central.</p> | <p>ESENCIALES: Se denomina esenciales aquellos que por su función primordial o su permanente necesidad de servicio, deben ser transferidos, en caso de alguna anomalía desde su fuente de alimentación normal a otra auxiliar. Las características de servicio son definidas por las funciones de seguridad que cumple el componente.</p> | <p>CORTA INTERRUPCION: Son aquellas cargas que admiten una breve interrupción ante una situación anormal de operación (conmutación de barras, rechazo de carga, etc).</p> <p>ININTERRUMPIBLE: Son aquellas cargas que deben ser alimentadas de forma permanente ante cualquier situación operativa de la planta</p> |

6.3.3 Fuentes de alimentación

La confiabilidad de los suministros eléctricos de reserva para los sistemas de seguridad se aumenta a veces recurriendo a modalidades diversas de alimentación, tales como generadores diésel de accionamiento directo, turbinas de vapor de accionamiento directo y acumuladores para instrumentos y otros componentes de corriente continua.

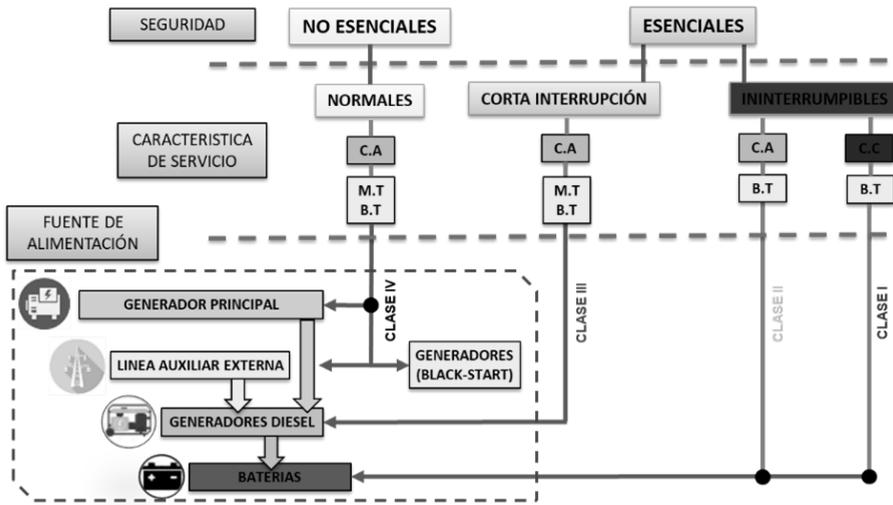


Fig. 6.17. Fuentes de alimentación según tipo de carga.

En particular, las centrales se diseñan de modo que puedan resistir, sin pérdida de funciones de seguridad, una pérdida simultánea del suministro de corriente eléctrica alterna dentro y fuera del emplazamiento (blackout) por un período de tiempo especificado.

De acuerdo con la clasificación de las cargas que se describió anteriormente, debe respetarse el tipo de alimentación de la carga de acuerdo con el nivel de seguridad y criticidad correspondiente a la Tabla 6.2. Como puede verse en el Figura 6.17, las cargas ininterrumpibles se alimentan de sistemas de baterías estacionarias, estas a su vez pueden ser alimentadas por generadores de emergencia que también abastecen las cargas de corta interrupción (generalmente motores asíncronos que admiten transitorios de suministro). Si no existe condición de emergencia, la barra de corta interrupción puede ser alimentada por el generador principal, una línea auxiliar externa de media tensión o, en caso de que sea contemplado por diseño, generadores especiales de "arranque en negro" (black-start) que se encargan de suministrar la energía para el arranque de la central en caso de ausencia total de tensión, concepto que se desarrollará más adelante.

6.3.4 Clasificación de las barras

La clasificación de las barras de alimentación eléctrica se relaciona con la fuente de alimentación y el tipo de carga que se describió anteriormente. Estas pueden ser:

- Clase IV: Suministro normal de corriente alterna para los sistemas y equipos que pueden tolerar una pérdida de potencia durante periodos largos, sin perjudicar la central ni poner en peligro al personal. Esta potencia se recibe en forma normal desde el turbogruppo o en forma alternativa desde la red eléctrica externa.
- Clase III: Suministro de corriente alterna para los sistemas y equipos que pueden tolerar una pérdida breve de potencia durante un corto tiempo. Normalmente esta potencia se recibe desde la misma fuente que la potencia de la Clase IV, pero cuando hay una pérdida del suministro de potencia de Clase IV, el sistema de Clase III es alimentado automáticamente por generadores diésel.
- Clase II: Suministro de Corriente Alterna, sin interrupción, para los sistemas y equipos cuya operación continua sea esencial para la seguridad de la central y del personal. La fuente de energía normal proviene desde Clase I (corriente continua) y se transforma en corriente alterna por medio de inversores estáticos o rotativos.
- Clase I: Suministro de Corriente Continua, sin interrupción, para los sistemas y equipos que son esenciales para la seguridad de la central y del personal. La alimentación normal se recibe de Clase III. Cuando se pierde esta última alimentación se utiliza un sistema de baterías, las cuales se cargan en forma continua por medio de rectificadores alimentados con tensión de corriente alterna desde el sistema de Clase III.

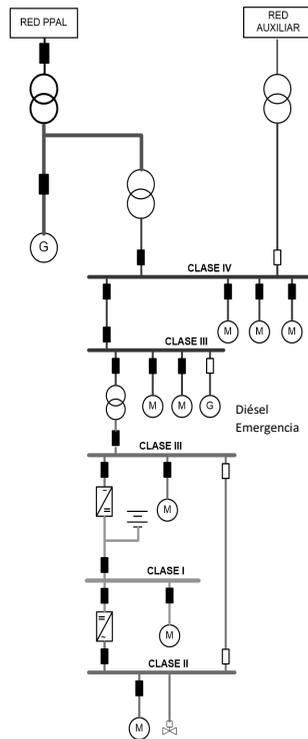


Fig. 6.18. Esquema simplificado de alimentación de servicios auxiliares

6.3.5 Esquemas de barras

De acuerdo a las consideraciones de diseño que se describieron anteriormente, el esquema del sistema eléctrico de servicios auxiliares que se adopte para una central depende del criterio adoptado para su diseño. Por lo tanto, es posible encontrar esquemas básicos muy sencillos en centrales pequeñas y de menor importancia hasta sistemas muy complejos y costosos en plantas de gran magnitud. Otro factor determinante que define el esquema de barras es la potencia de cortocircuito en barras que depende de la cantidad de carga que alimente, las fuentes de alimentación aguas arriba y la condición operativa en la que se encuentre.

Para ilustrar este hecho utilizaremos a modo de ejemplo una central térmica convencional que cuenta con dos turbogeneradores idénticos y que disponen además de una fuente externa que se conecta

por medio de un transformador auxiliar (TC) en caso de no estar generando

Esquema 1 – Esquema clásico

De las barras de salida del generador se alimenta el transformador de potencia de la unidad generadora (T1, T2) y el transformador destinado a alimentar el sistema eléctrico de servicios auxiliares (Tb). El transformador de la Central (TC) está alimentado desde las barras de alta tensión de la estación transformadora, las cuales vinculan entre si cada unidad generadora con las restantes de la misma Central eléctrica y con las unidades generadoras interconectadas al sistema por medio de sus líneas de transmisión. Ello permite alimentar con el transformador de Central las barras del sistema eléctrico de servicios auxiliares cuando no existe generación propia del turbogruppo o cuando una anomalía en su funcionamiento le impide asegurar el normal suministro de energía eléctrica a los servicios auxiliares.

Como puede verse en la Figura 6.19, el total de la potencia de los servicios auxiliares de una unidad generadora correspondiente a la suma de las cargas unitarias que dependen de su ciclo, aumentarán con la potencia nominal y con la presión de vapor vivo y por ello, lógicamente, los valores de cortocircuito del sistema.

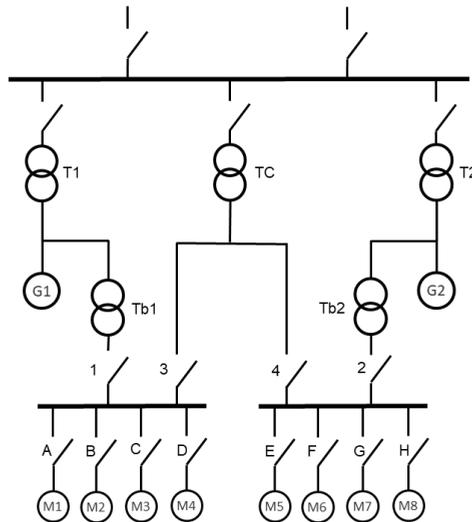


Fig. 6.19. Esquema clásico N° 1.

Cabe aclarar que el sistema de servicios auxiliares, que en cualquier momento puede encontrarse sometido a un cortocircuito, adopta distintas disposiciones como resultado de maniobras basadas en razones de servicio. Por ejemplo, para el caso de una parada de emergencia o rechazo de carga de una turbomáquina y la otra arrancando (interruptores 3 y 4 cerrados), puede presentarse al transformador auxiliar (TC) la necesidad de tener que llevar los servicios auxiliares de una unidad en su totalidad (excluida reserva) y al mismo tiempo la carga de servicios auxiliares en arranque de la otra unidad generadora y cuyo valor puede estimarse en la mitad de su totalidad. Para este caso, el transformador TC deberá poseer una potencia nominal de 1,5 veces la del transformador de servicios auxiliares de bloque. De lo expuesto se deduce que, por la mayor potencia de la fuente de alimentación del sistema y el mayor aporte de potencia de los motores en servicio como consecuencia del acoplamiento transitorio de barras, se presentarán mayores intensidades de cortocircuito que cuando se encuentre en operación normal (interruptores 1 y 2 cerrados, 3 y 4 abiertos).

A partir de esto se plantean diferentes variantes de diseño para disminuir la potencia de cortocircuito ante diferentes situaciones operacionales. Las más sencillas se basan en dividir las cargas en diferentes secciones de barra acopladas por reactores o alimentadas por diferentes transformadores de manera tal que la potencia de cortocircuito, ante posibles acoplamientos transversales por condiciones operativas como se describió anteriormente, queda limitada a valores razonables de diseño.

Esquema 2 – Transformador auxiliar de doble secundario

Una solución sería reemplazar el TC del esquema N° 1 por un transformador de doble secundario. La adopción de dos o más transformadores auxiliares permite obtener igual resultado, pero, lógicamente, a costa de una mayor inversión.

Con este esquema, la contribución de los motores, en el caso de un cortocircuito en las maniobras del caso de emergencia que se planteó, no es mayor que la correspondiente a la condición de servicio normal y

por lo tanto se reducen los valores característicos que fijan la capacidad de los interruptores

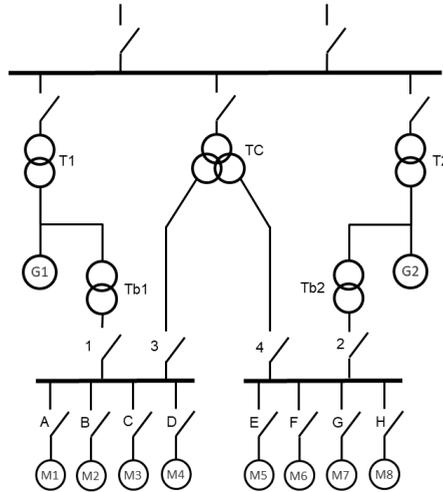


Fig. 6.20. Esquema clásico N° 2.

Esquema 3 – División en servicios auxiliares de una unidad en dos barras

Continuando con la propuesta de disminuir la potencia de cortocircuito se propone el esquema N° 3 donde la barra de cada unidad se divide en dos y se agrega un transformador de consumo propio.

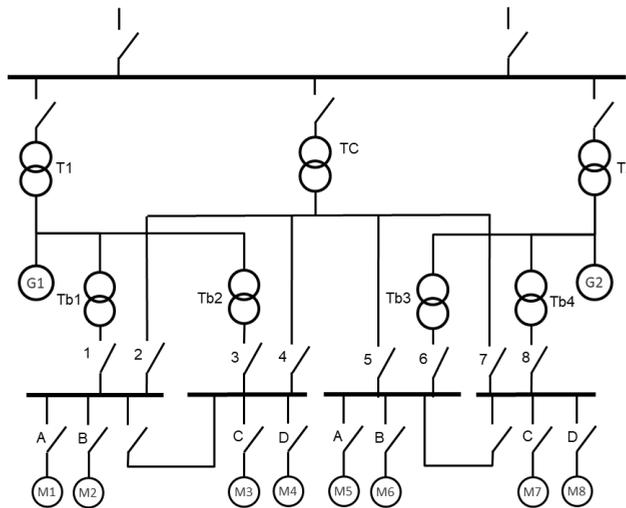


Fig. 6.21. Esquema clásico N° 3.

En condición de marcha normal, la carga del total de los servicios auxiliares de cada unidad generadora queda dividida en dos transformadores lo cual permite reducir en un 50% (en condición de igualdad) los valores de cortocircuito obtenidos con respecto al esquema N° 2.

Continuando con la misma metodología se podrían seguir presentando modificaciones y mejoras hasta alcanzar esquemas muy complejos y costosos vinculados al tamaño y criticidad de la central que se analice. Particularmente, las centrales termoeléctricas presentan un valor de demanda de consumo propio mucho mayor que otras tecnologías debido a la cantidad de cargas asociadas a sus sistemas y servicios de funcionamiento, principalmente de seguridad. Esto hace que los esquemas de barras sean una parte crítica para el mantenimiento y la operación de las centrales térmicas.

6.3.6 Condiciones anormales de operación

Los encargados de la seguridad en el diseño analizan el comportamiento de la central en una amplia gama de condiciones. Estas se agrupan en tres categorías fundamentales: funcionamiento normal, incidentes operacionales previstos y condiciones de accidentes. Para cualquiera de ellas, la planta debe poder garantizar una parada segura.

La confiabilidad del suministro eléctrico ha de ser proporcional a la confiabilidad exigida de los sistemas de seguridad a los que sirve. Tanto los suministros de electricidad normales como de reserva se diseñan de forma que se garantice una alta confiabilidad. La confiabilidad de los suministros eléctricos de reserva para los sistemas de seguridad se aumenta a veces recurriendo a modalidades diversas de alimentación.

Los incidentes operacionales previstos son condiciones anormales de operación, que pueden ocurrir varias veces durante la vida útil de la planta, dentro de los cuales, los más comunes son: ***arranque en negro (Black-start), rechazo o salto de carga, conmutación de servicios auxiliares y corriente de emergencia.***

Arranque en negro (Black-Start)

En caso de indisponibilidad total de la red exterior, ya sea por colapso total del SADI o algún otro evento que produzca la desenergización intempestiva de la línea principal y redes auxiliares que alimenten a una central, hay plantas que son capaces de realizar el arranque y entrada en servicio de al menos una máquina, ya sea por cuestiones de seguridad o formación de islas para normalización del sistema.

Aquellas centrales que no son capaces de soportar el "Salto de Carga" ante dicho incidente y cuentan con sistema de arranque en negro, disponen de grupos electrógenos de media tensión (generalmente) que alimentan a la barra de servicios comunes. El conjunto de grupos de Black-Start está dimensionado de modo que aporten la potencia mínima de arranque de una o varias unidades, siendo capaces de absorber los escalones de carga correspondientes. Las centrales nucleares deben contar por seguridad con otra planta externa que cumple dicha función.

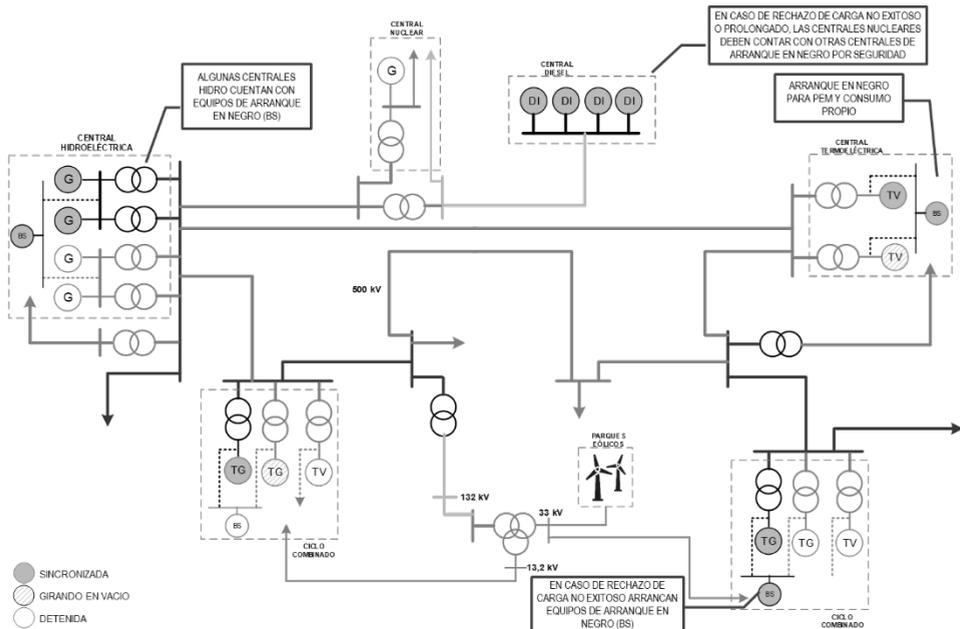


Fig. 6.22. Opciones de arranque en negro para diferentes centrales.

Rechazo o salto de carga

Se denomina “Rechazo de Carga” o “Salto de Carga” a la desconexión rápida de la línea principal de transmisión cuando la planta se encuentra en servicio entregando energía a la red.

Ante una falla en la red externa, las protecciones disparan la señal de apertura de los interruptores de A.T. Ante esta desconexión rápida, la planta que se encontraba en servicio entregando energía a la red, puede, de acuerdo al tipo de central que se trate, pasar a funcionar en isla alimentando exclusivamente el consumo propio, desconectar totalmente su generación o mantener en servicio solo algunas de sus máquinas motrices. En caso de haber quedado funcionando en isla, si el tiempo de restauración de la línea externa se extiende, la planta irá a parada segura a la brevedad.

Este automatismo representa importantes ventajas, tanto para la central o unidad generadora, como así también para el Sistema Eléctrico. Para la central, la ventaja radica en que, al continuar la máquina en servicio, no es sometida a una parada de marcha y sus efectos asociados, por lo tanto, no deberá iniciar un proceso de normalización para su rearmado. Para el sistema, la ventaja se basa en la rápida disponibilidad de la central para iniciar la recuperación.

Los Ciclos Combinados de CT Salta (Termoandes), CT Pilar Bicentenario y CT AES Paraná disponen de automatismo de salto de carga y todos ellos fueron incorporados como centrales iniciadoras de recuperación bajo la premisa de llevar a cabo un salto de carga exitoso.

Esta característica con que cuentan las mencionadas centrales representa una ventaja para la capacidad de recuperación del SADI luego de un colapso⁵⁵.

⁵⁵ LOS PROCEDIMIENTOS - P.T. 7: recuperación del SADI luego de un colapso total, Versión: 11/10/2022.

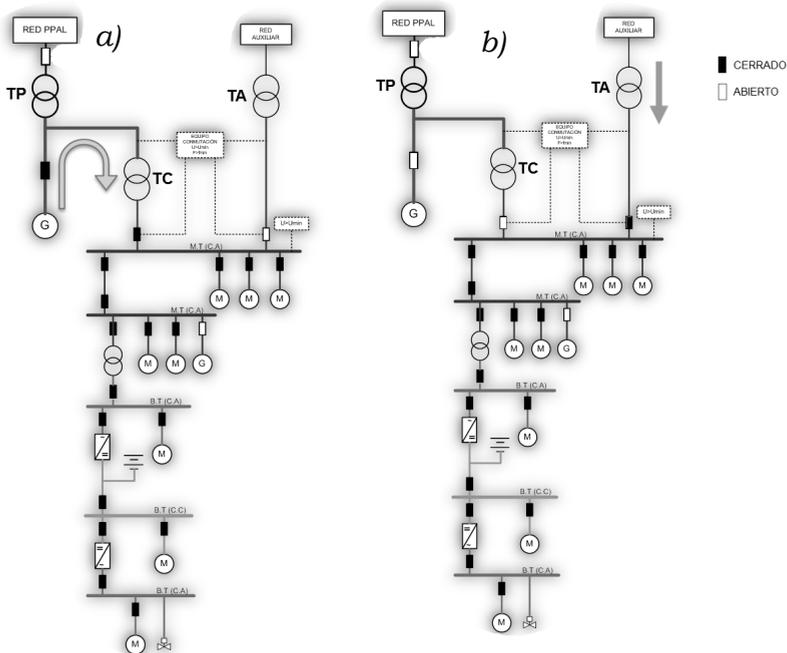


Fig. 6.23. Rechazo de carga, a) esquema en isla, b) conmutación a red auxiliar.

Conmutación de servicios auxiliares

La conmutación de consumo propio o servicios auxiliares es el cambio de la alimentación desde el bloque Generador hacia la red externa auxiliar mediante la apertura/cierre de los interruptores de acometida a las barras normales de M.T.

La conmutación desde la red de bloque Generador hacia la red externa se puede producir en forma manual o automática. Las causas por las cuales se puede producir la conmutación automática desde la red de A.T. de salida hacia la red de externa auxiliar pueden ser:

- Fallas en el bloque de generación
- Fallas de los transformadores auxiliares de consumo propio o sus líneas de alimentación a barras.
- Fallas del transformador principal.

Una transferencia automática de barras se inicia mediante la operación del relé debido a perturbación eléctrica en el sistema de alimentación normal. Ambas fuentes deben estar sincronizadas. La

dirección de transferencia es de la fuente normal a la alternativa. Debido a la capacidad de las fuentes, la transferencia de todas las cargas de la barra puede no ser aceptable y es posible que sea necesario reducir la carga, ver Figura 6.23-b.

Si el suministro de energía a los sistemas auxiliares se interrumpe durante un período prolongado durante la transferencia, la central podría verse afectada debido a la falta de combustible, aire de combustión, potencia de control, refrigeración, lubricación, etc. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, la mayoría de las cargas auxiliares de la planta toleran breves períodos de tiempo sin alimentación. La duración de la interrupción del suministro eléctrico depende de las características de cada equipo.

Los motores esenciales para el funcionamiento de la unidad pueden tener interruptores o contactores enclavados para que no se desconecten durante esta condición transitoria.

Modos de operación:

Los modos de operación del relé de transferencia de alta velocidad y su comportamiento en el evento de iniciación son dependientes de la instalación, de los retroavisos de los interruptores para determinar la posición de transferencia, cualquier enclavamiento implementado, y los resultados de la comparación digital de fases.

El comparador digital del relé suministra la unidad de procesamiento de lógica con toda la información del estado de la alimentación y barras colectoras, lo cual se necesita para determinar la disponibilidad operacional y el modo de operación.

La comparación de fases es continuamente realizada, la cual está conectada a la unidad de procesamiento. Esto significa que cada vez que se recibe la señal de conmutación se tiene una medición actualizada que puede usarse inmediatamente como base para determinar el modo de transferencia apropiado.

Específicamente, los siguientes criterios son supervisados por el comparador digital de fase y evaluados por el procesador de lógica:

- $\phi < \phi_{Max}$ (Criterio de ángulo de fase):

El supervisor de ángulo compara el voltaje de la barra colectora y el voltaje de barra de reserva. El valor límite para formar el criterio de ángulo de fase puede ser parametrizado por separado por ángulo de barra colectora en adelanto y ángulo de barra colectora en atraso ($\Phi_{Max} = 20^\circ - 30^\circ$)

Solo si el ángulo de fase entre las dos redes monitoreadas está dentro de los límites especificados se puede realizar una operación de conmutación rápida, ya que la diferencia de fase es directamente correlativa a la diferencia de voltaje entre las redes.

- $\Delta f < \Delta f_{Max}$ (Criterio de diferencia de frecuencia):

El criterio de diferencia de frecuencia es igualmente entre la barra colectora y la barra de reserva. El sistema así determina la diferencia absoluta de frecuencia entre las dos redes, y evalúa tomando como referencia el límite parametrizado ($\Delta f_{Max} = 1 - 0.5$ Hz). Si la diferencia de frecuencia esta fuera de rango parametrizado parámetro la transferencia rápida no será ejecutada.

- $U_{Barra\ Auxiliar} > U_{Min1}$ (Criterio de voltaje de barra auxiliar)

Este criterio monitorea la barra de reserva, aunque en la práctica la única decisión importante será usualmente si la barra posee tensión o no. El valor límite U_{Min1} suele setearse al 80% UN.

- $U_{Barra\ Colectora} > U_{Min2}$ (Criterio de voltaje de barra colectora)

El monitoreo de violación de caída de valor límite de tensión de la barra colectora (diferencia de ángulo de fase y frecuencia), es utilizado para decidir si ejecutar o no la transferencia rápida.

El valor límite U_{Min2} suele setearse al 70% UN. Si el voltaje de la barra colectora cae por debajo de este valor, debido a la diferencia de tensión entre la barra colectora y la barra auxiliar, las consecuencias del transitorio pueden ser considerables inclusive en redes sincronizadas, por lo cual, en esta condición no se realizará la operación de transferencia rápida.

- $U_{Barra\ Colectora} < U_{resid}$ (Criterio de voltaje residual)

Este criterio es utilizado para realizar transferencias de voltaje residual. Le envía una señal a la unidad lógica de procesamiento de que el voltaje en la barra colectora está por debajo del valor límite Uresid parametrizado (40%).

Las transferencias automáticas se pueden clasificar como "Transferencias Rápidas", "Transferencia de Voltaje Residual" o "Transferencias largas".

- Conmutación Rápida (Fast Transfer)

Para que la conmutación sea exitosa, se deben cumplir las condiciones descritas en el punto anterior. Además, junto con el uso de interruptores automáticos de acción rápida que permiten desconectar la fuente normal y reconectar a la fuente alternativa antes de que el desplazamiento del ángulo de las tensiones de barra y el voltaje residual pueda cambiar apreciablemente. Esto asegura que el voltaje resultante no sea excesivo. Una transferencia rápida no tiene un retraso de tiempo intencional. La transferencia se basa en el supuesto de que las dos fuentes están sincronizadas.

Si las dos redes de alimentación no estuvieran sincronizadas en el momento de actuación del sistema, pero otros requisitos previos específicos se cumplen, el relé ejecuta una acción denominada por algunos fabricantes como "Coincidencia de 1era fase".

El sistema de transferencia de alta velocidad determina la característica de la diferencia de voltaje y el punto de coincidencia de 1era fase a través de un cálculo de predicción. Para compensar el tiempo específico de proceso de la planta (el tiempo operativo del sistema, relés interpuestos, tiempo de operación de interruptores), el comando de cierre de acuerdo con lo mencionado, se realiza antes de que la mínima diferencia de voltaje se halle alcanzado dentro de un rango de tiempo de conexión predefinido.

Para la conmutación de 1era coincidencia de fase, los datos específicos de la planta deben ser analizados (ej. Tiempos de operación del interruptor, diferencia de frecuencia admisible, lapso de tiempo de conexión, etc.). Esta es la razón por la cual la aplicación de la función del sistema requiere de ingeniería y puesta en marcha muy cuidadosa.

La aplicación y la realización de una transferencia de 1era coincidencia de fase requiere de interruptores rápidos los cuales tienen tiempos de operación con exactas repeticiones. El tiempo total del proceso debe ser menor que 100ms. El gradiente de la caída de frecuencia de la barra colectora se limita a 15 Hz/s.

Generalmente, el proceso de conmutación requiere que parte de la carga sea desconectada de forma permanente (no esenciales) y parte sea desconectada durante el proceso de normalización (cargas de corta interrupción) para minimizar los efectos del transitorio eléctrico. Las cargas esenciales que son intencionalmente desconectadas se reconectan finalizada la transferencia.

- Conmutación de Voltaje Residual

Durante la transferencia de voltaje residual, la barra de servicios auxiliares se desconecta de su fuente normal y la reconexión a su fuente alternativa se retrasa intencionalmente. Este retardo permite que la "tensión residual de barra" caiga a un valor seguro. El término tensión residual de barra se utiliza cuando se hace referencia a los efectos de las transferencias de barra en los motores.

Cuando una barra se desconecta de su fuente de alimentación, se mantiene una tensión residual en los terminales del estator de cada motor debido al flujo de entrehierro en el motor. La tasa de disminución de este voltaje en cada motor es proporcional a su constante de tiempo de circuito abierto que, dependiendo del tamaño y las características del motor, podría ser de 5 segundos o más. Sin embargo, los motores adyacentes en la barra también tendrán un efecto sobre la tasa individual de disminución, ya que los motores de alta inercia actuarán como generadores que impulsan los motores de baja inercia. Esto hará que todos los motores en la barra se desaceleren a una tasa algo constante y, debido a la transferencia de energía entre motores, hará que los voltajes residuales individuales en todos los motores disminuyan aproximadamente a la misma tasa. La suma de las tensiones individuales de cada motor es la tensión residual de la barra. A medida que los motores desaceleran, los ángulos de carga de todos los motores también aumentarán o deslizarán aproximadamente a la misma velocidad. El efecto neto es que todos los motores mantienen cierto grado de

sincronismo. El ángulo de carga o par mencionado anteriormente es el desplazamiento de fase en grados eléctricos entre la tensión de la barra debido a la fuente y los voltajes residuales de los motores. Si la tensión de la fuente de alimentación alternativa está conectada a la barra cuando la tensión residual no está sincronizada con ella, la tensión total aplicada en los motores será la resultante de estos dos vectores, que podrían exceder la tensión nominal del equipo. Los voltajes superiores a los nominales provocarán corrientes superiores a las normales. Las fuerzas magnéticas generadas son proporcionales al cuadrado de la corriente y pueden causar fuerzas y pares excesivos en los devanados y ejes del motor. Bajo ciertas condiciones fuera de fase, los valores de par transitorio podrían exceder diez veces el valor de par nominal.

Para evitar esta condición, muchas empresas utilizan un esquema de voltaje residual cuando se requiere una transferencia automática. Este esquema dispara el interruptor de la fuente normal ante una señal de un relé de baja tensión. El interruptor de la fuente alternativa se cierra al recibir una señal de un relé de tensión residual. Este relé de tensión residual se activa cuando el voltaje residual ha caído a un valor preestablecido. La norma ANSI C50.41-1982 recomienda permitir que el voltaje residual decaiga a un valor de 0.33 pu, lo que da un voltaje resultante no mayor a 1.33 pu. A menudo se utiliza un valor más conservador de 0,25 pu.

Cuando se utiliza el esquema de transferencia de voltaje residual, la fuente alternativa debe tener la capacidad suficiente para volver a alimentar los motores y llevarlos a la velocidad nominal. Durante el tiempo de reaceleración después de la reconexión de la barra, todos los motores pueden estar acercándose a la corriente del rotor bloqueado y los voltajes en los terminales del motor estar por debajo de los requisitos de la placa nominal del motor. En algunos casos, puede ser necesario eliminar la carga de los motores específicos para garantizar que los efectos de reaceleración total de los motores no sean excesivos. Al igual que en la conmutación rápida, cuando culmina la transferencia hacia la fuente auxiliar comienza un proceso de reconexión de cargas esenciales.

- Conmutación Larga

Una transferencia larga o lenta tiene lugar cuando no se pudo efectuar ningún otro tipo de conmutación antes de que se agote un tiempo preestablecido para transferencia (uno que no tuvo lugar de forma rápida). No se espera que este caso ocurra cuando el dispositivo de transferencia de alta velocidad se encuentre dentro de los parámetros operativos normales, y normalmente puede ocurrir solo cuando hay una llegada casi simultánea de varias perturbaciones. Por esta razón, la conmutación larga puede considerarse simplemente como una etapa de seguridad.

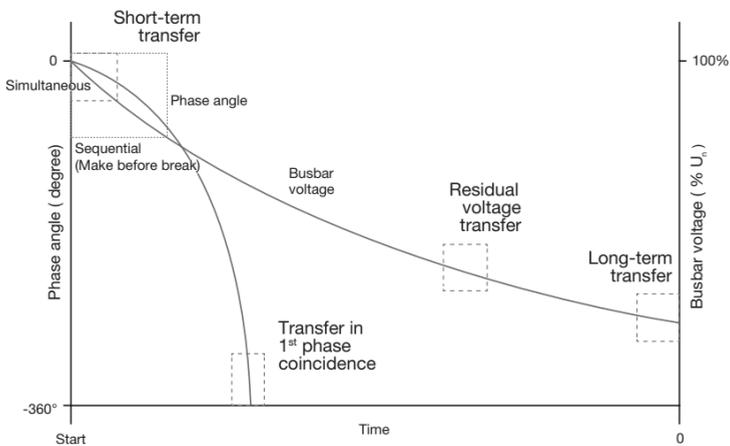


Fig. 6.24. Procesos de transferencia⁵⁶.

6.3.7 Corriente de emergencia

En el caso de la pérdida de alimentación normal suministrada desde los transformadores de servicios auxiliares e indisponibilidad simultánea de la alimentación alternativa desde el transformador auxiliar, o falla de la conmutación a esta red, se deben poder alimentar ciertas cargas que permitan una parada segura de la central.

Para ello deben estar disponibles fuentes de energía adicionales que constituyen un sistema de generación de emergencia: generadores de emergencia diésel, sistemas de baterías, equipos auxiliares complementarios, etc.

⁵⁶ Manual ABB, SUE 3000 High Speed Transfer Device Product Description

En el caso de que el sistema detecte $U < U_{\min}$ o $f < f_{\min}$ durante un lapso de tiempo, ya sea por "Falla de conmutación" o "Blackout", se dispara señal de corriente de emergencia que emite:

- Desconexión de gran parte de cargas
- Desacople de barras normales
- Arranque de generadores diésel
- Sincronización de generadores diésel
- Reconexión progresiva de cargas esenciales

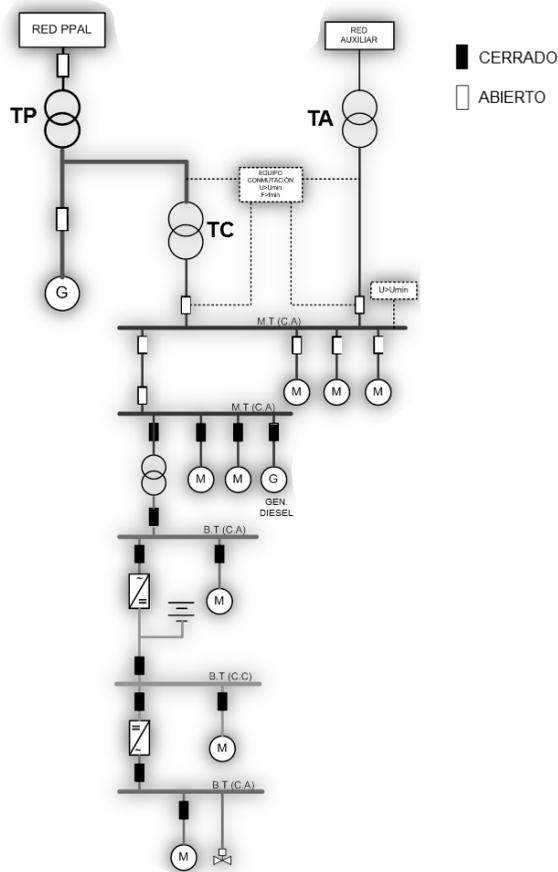


Fig. 6.25. Esquema simplificado corriente de emergencia.

El empleo de generadores diésel como fuente de emergencia se debe a sus características de bajo costo de instalación y mantenimiento, uso de combustible no volátil y tiempo de arranque rápido (menos de

10s). Además, los valores nominales de salida del equipo se dan para tiempos de funcionamiento de hasta 8000 horas de duración, y las unidades están disponibles en tamaños desde 1 kVA hasta varios MVA.

6.4. Componentes eléctricos principales

El conjunto compuesto por el generador principal, interruptor de máquina y transformador elevador de salida es comúnmente denominado "Bloque de Generación". El sistema eléctrico se divide en dos grandes partes: la conexión principal de salida (bloque de generación) y sistema eléctrico de servicios auxiliares que se describió hasta aquí. Su configuración física está significativamente influenciada por el tamaño y el tipo de central.

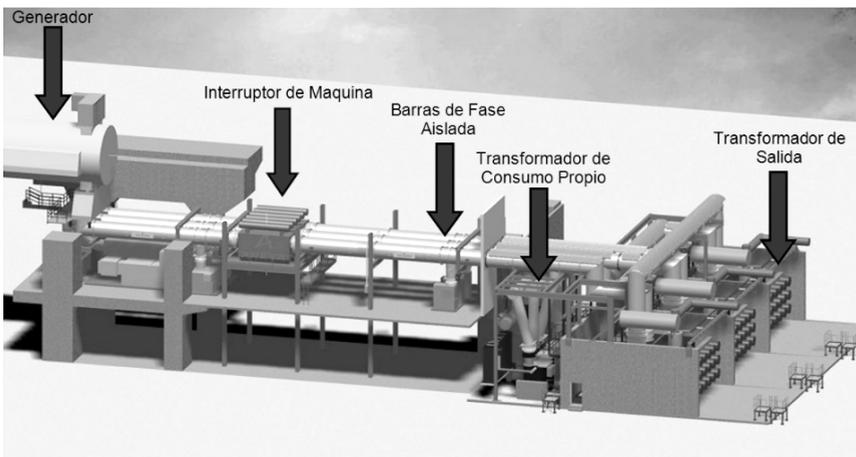


Fig. 6.26. Disposición típica de bloque de generación.

Se describirán a continuación las características principales de los equipos que forman parte de la conexión principal de salida y sistema eléctrico de servicios auxiliares, las cuales permiten evaluar y/o cuantificar los costos de inversión, operación y mantenimiento; e interpretar la complejidad, tanto de la operación, como de la gestión de vida de dichos activos.

6.4.1 Generador

El generador ha demostrado ser uno de los componentes más confiables en las plantas de energía. Sin embargo, la confiabilidad del generador depende de tres factores: su correcta aplicación, operación y mantenimiento regulares adecuados. Los operadores deben conocer los límites impuestos por la curva de capacidad del generador y deben tener mucho cuidado en su sincronización. La temperatura, presión, humedad y pureza de los sistemas de enfriamiento de hidrógeno merecen un control y monitoreo cuidadosos, al igual que la temperatura, presión y conductividad de los sistemas de agua del estator. Un programa de inspección y mantenimiento regulares puede prevenir fallas en servicio y reparaciones costosas; la mayoría de los fabricantes de generadores recomiendan la extracción del rotor, la inspección visual y las pruebas eléctricas en un calendario de tres a cinco años.

Turbogeneradores

Las turbomáquinas son generadores síncronos de CA accionados por turbinas para la producción de energía de CA. Los generadores pueden ser impulsados por turbinas de vapor o turbinas de gas y son similares en construcción para ambos tipos de motor primario. Los generadores síncronos se caracterizan por el hecho de que en estado estacionario deben funcionar a una velocidad exactamente constante.

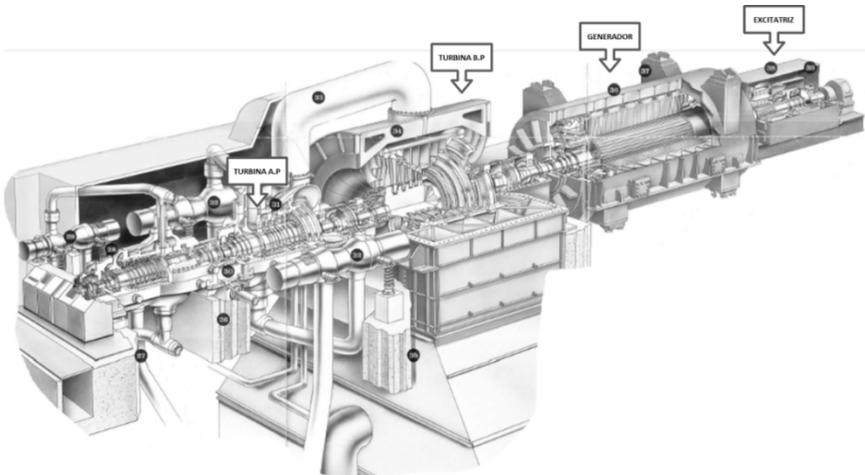


Fig. 6.27. Esquema turbina-generador.

Los generadores sincrónicos tienen expresados sus valores nominales en términos de la máxima potencia de salida en MVA a una tensión específica y a un factor de potencia (usualmente 0.85 a 0.9 en atraso) la cual puede ser suministrada en forma continua sin sobrecalentamiento. La potencia activa de salida está limitada por la capacidad de la máquina primaria a un valor dentro de los MVA nominales. La capacidad continua de la salida de potencia reactiva está limitada por tres consideraciones:

- Límite de corriente de armadura
- Límite de corriente de campo
- Límite de calentamiento de la región extrema.

Los límites anteriores sobre la operación del generador son impuestos por la propia capacidad de la máquina y están determinados por el diseño de la máquina. Pueden existir límites adicionales que sean impuestos por los límites de estabilidad del sistema de potencia en el cual opera.

Refrigeración

Se requieren gases o líquidos de enfriamiento para extraer el calor producido por las pérdidas del generador, como las pérdidas del núcleo, las pérdidas de los devanados del estator y del rotor, y las pérdidas por fricción.

Las máquinas síncronas se pueden enfriar directa o indirectamente. Los devanados de campo o inducidos enfriados indirectamente son aquellos en los que el calor generado dentro de las partes principales de los devanados debe fluir a través del aislamiento principal antes de alcanzar el medio de enfriamiento o fuente fría. Debido a que todos los materiales que son buenos aislantes eléctricos también son buenos aislantes térmicos, el enfriamiento indirecto tiene limitaciones definidas. Los devanados de campo o de inducido refrigerados directamente son aquellos en los que el refrigerante fluye en estrecho contacto con los conductores de modo que el calor generado dentro de las partes principales de los devanados llega al medio de enfriamiento sin fluir a través del aislamiento del aislamiento principal. Por razones históricas, las máquinas enfriadas indirectamente a veces se

denominan enfriadas convencionalmente; las máquinas enfriadas directamente a veces se denominan internamente.

Las máquinas más antiguas refrigeradas indirectamente utilizan aire como refrigerante. Las aspas del ventilador y los protectores de los extremos dirigen el aire desde debajo de la máquina hacia el espacio de aire de cada extremo. Los esquemas para hacer circular el aire incluyen métodos radiales, circunferenciales y axiales.

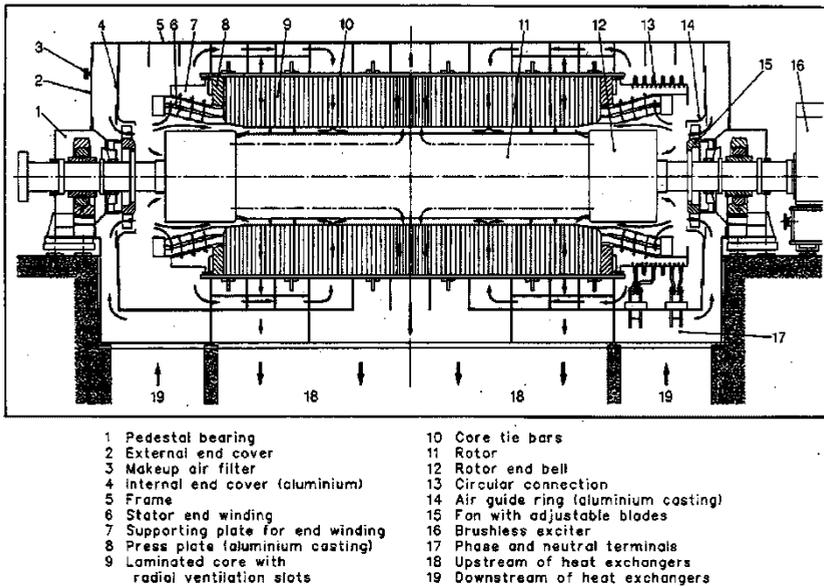


Fig. 6.28. Esquema de refrigeración por aire.

La mayoría de las máquinas nuevas refrigeradas indirectamente utilizan hidrógeno en lugar de aire como medio de refrigeración porque el hidrógeno es más ligero y, por tanto, reduce las pérdidas por efecto del viento. También tiene un mejor coeficiente de transferencia de calor de modo que, para un diferencial de temperatura dado entre el devanado y el refrigerante, se transfiere más calor del devanado al refrigerante.

Los generadores enfriados por aire pueden usar aire de enfriamiento del exterior o de intercambiadores de calor para extraer el calor del generador. Los intercambiadores de calor pueden ser externos, con ventiladores externos para recircular el aire a través del generador.

Los generadores enfriados por hidrógeno utilizan hidrógeno a una presión de 0,5 a 75 psi en un recinto hermético a los gases para enfriar la máquina. El hidrógeno se mueve a través de la máquina mediante ventiladores o soplantes. El calor se extrae del hidrógeno por medio de intercambiadores de calor de hidrógeno a agua (enfriadores), que están montados en forma integral en el generador. Los refrigeradores pueden montarse vertical, axial o transversalmente, según el diseño.

Los generadores enfriados por hidrógeno directo hacen que el hidrógeno fluya en contacto directo con los canales de enfriamiento, que están en estrecho contacto con los devanados del estator a lo largo del eje de la máquina. Los devanados del rotor se enfrían por contacto directo del hidrógeno con los conductores de cobre.

Los estatores refrigerados por agua directa utilizan agua altamente purificada (de baja conductividad) que fluye a través de conductos de cobre huecos o tubos de enfriamiento de acero inoxidable en el devanado del estator.

Lubricación y sellos

El sistema de aceite de sello de hidrógeno proporciona lubricación y aceite de sello a los sellos del eje. El número de anillos de sello por extremo del eje varía de uno a tres según el fabricante. La presión de aceite de los sellos está regulada para mantener un nivel de presión de 6 a 12 psi mayor que la presión de hidrógeno en la carcasa del generador y, por lo tanto, para evitar que se rompan los sellos. En caso de pérdida de presión de aceite del sello, el hidrógeno y la neblina de aceite entrarán en la sala de turbinas; entonces existe una seria posibilidad de incendio si existe una fuente de ignición como lo es el hidrógeno. El sistema de aceite de sello incluye bombas, tuberías, válvulas, reguladores de presión, tanques de almacenamiento, depósitos y manómetros. Los sistemas de barrido eliminan el hidrógeno del aceite del sello de los tanques y los drenajes. Los sistemas de degasificación al vacío pueden proporcionar una bomba de vacío para extraer hidrógeno del tanque de almacenamiento de aceite del sello.

6.4.2 Barra de fase aislada

Los primeros ingenieros, encargados de diseñar el sistema eléctrico de centrales, se dieron cuenta de que la corriente de cortocircuito en fallas de fase a tierra se podía limitar introduciendo una impedancia de neutro, no así las fallas entre fases. Por lo tanto, se centraron en el diseño sistemas que evitaran que las fallas de fase a tierra se convirtieran en fallas entre fases.

Un método común utilizado en los comienzos para eliminar las fallas entre fases implicó la construcción de barreras de concreto entre las fases. Algunos operadores sintieron que en realidad aumentó la frecuencia de las fallas de fase a tierra. No era ideal en términos de seguridad para el personal o en la facilidad de extensión o reubicación. Sin embargo, la mayoría de las plantas de energía primitivas usaron esta técnica.

La siguiente mejora de diseño para la barra principal fue la de soportar cada conductor en aisladores y encerrarlos dentro de una jaula o escudo metálico común. Esta disposición, barra de fase no segregada, funciona bien si hay magnitudes de corriente de falla limitadas. Las barras de fase no segregadas se han convertido en el estándar para celdas y muchos sistemas de consumos auxiliares.

En cargas más grandes, donde las tensiones y las magnitudes de cortocircuito son altas y las corrientes de carga son superiores a 5 kA, es necesario utilizar conductores tubulares o de canal, tanto para soportar las altas cargas de corriente como para soportar las fuerzas magnéticas encontradas durante una falla.

En cargas más grandes, se acostumbra a usar solo sistema aislado en aire y para soportar los conductores aisladores de porcelana. Los generadores instalados durante la década de 1960 emplean este diseño. Los tamaños típicos fueron 15,5 kV a 5 kA. Esta disposición, sin embargo, viola el deseo original de los diseñadores de limitar las fallas de fase a fase.

Para evitar fallas de fase a fase con esta construcción, los diseñadores espaciaron los conductores de fase lo suficientemente separados como para poder ubicar barreras metálicas entre las fases. Por lo tanto, resultó la barra del tipo segregado. Uno de los puntos más débiles

de la construcción de fase segregada era la posibilidad de que el arco de fase a tierra afectara a las otras a través de las barreras metálicas, desarrollándose así una falla de fase a fase o una falla de doble fase a tierra. Solución para este problema implicaría que cada conductor de fase está encerrado en su propia carcasa de metal y los tres recintos estén separados por espacios de aire. Con esta disposición, aunque un arco se produzca en su ducto, los gases ionizados no pueden afectar las barras adyacentes.

Configuraciones

Hay varios tipos de arreglos de conductores que se utilizan para transferir energía de un generador a su carga. Aunque, en una planta de energía, el flujo de energía normal es del generador a la carga (Estación transformadora), la misma barra de interconexión puede usarse para alimentar la planta en caso de pérdida del transformador de arranque. La mayoría de los generadores más pequeños utilizan cables; sin embargo, para tensiones superiores a 13 kV y las corrientes de más de 5 kA generalmente hacen que los cables no sean económicos. En su lugar, se utiliza un ducto cerrado de metal para transferir energía desde la mayoría de las máquinas grandes. Existen básicamente tres tipos básicos de ductos cerrados de metal:

- Fase no segregada: aquella en el que todos los conductores de fase se encuentran en un recinto de metal común sin barreras entre las fases. (Cuando se asocian con dispositivos de distribución revestidos de metal, los conductores y las conexiones principales del bus se cubren con material aislante).
- Fase segregada: aquella en el que todos los conductores de fase se encuentran en un recinto metálico común, pero están separados por barreras metálicas entre las fases.
- Fase aislada: cada conductor de fase está encerrado por una carcasa metálica individual separada de las cajas de conductores adyacentes por un espacio de aire. (La barra puede refrigerarse naturalmente o enfriarse de forma forzada por medio de aire, gas o líquido en circulación). Hay dos variaciones de diseño de barra de fase aislada; envolvente continuo y envolvente no continuo. El

campo magnético externo es mucho menor en el tipo de barra continua.

Fundamento de la barra de fase aislada

Las envolturas de las derivaciones unipolares están unidas entre sí galvánicamente y en sus extremos (en el generador y en los transformadores) están cerradas en cortocircuito entre fases. Por ello circula también una corriente que está desfasada 180° respecto a la que pasa por el conductor.



Fig. 6.29. Configuraciones de barras.

Puesto que la intensidad de esta corriente que fluye por la envoltura es casi igual a la de la corriente que pasa por el conductor, los campos magnéticos de la envoltura y el conductor se compensan ampliamente fuera de la envoltura. El campo residual es despreciable. De esta forma se evitan calentamientos inadmisibles por corrientes circulares en armazones metálicos y componentes próximos a la derivación del generador.

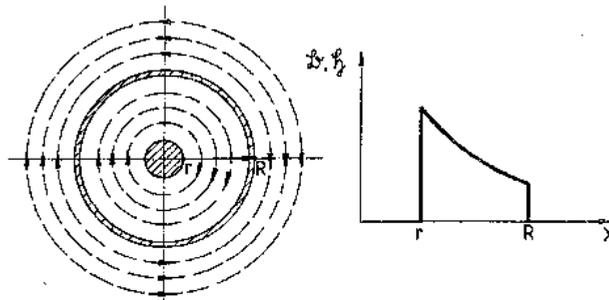


Fig. 6.30. Intensidad de campo magnético.

Cuando las envolventes de los conductores son eléctricamente continuas y están en cortocircuito en ambos extremos, se inducen corrientes circulantes casi iguales a las corrientes de fase en las envolventes, en direcciones opuestas. Los campos magnéticos resultantes tienden a cancelarse entre sí. Si la resistencia de la envoltura fuera cero, los campos magnéticos resultantes sumarían cero. En la práctica, la envoltura metálica tiene resistencia, de modo que algo de flujo debe escapar para conducir la corriente a través de la envoltura.

La caída de tensión a lo largo del ducto será principalmente la caída de tensión resistiva debido a las pérdidas I^2R . Debido a la baja resistencia del ducto, la caída de tensión también será baja. Un beneficio adicional de este principio es una reducción adicional de al menos un 25% de las fuerzas sobre los aisladores durante condiciones de falla.

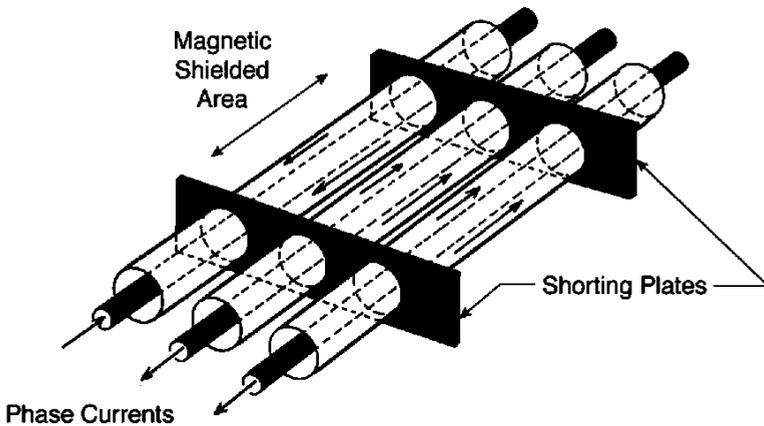


Fig. 6.31. Envoltura continua, conexión externa.

Refrigeración

Una barra de fase aislada puede ser auto-enfriada, con aire forzado o refrigerada por agua. El agua desmineralizada forzada a través de conductores de cobre se utiliza en algunos diseños de barras europeas (Suecia, Alemania y el Reino Unido). La refrigeración natural consiste en una barra auto-enfriada que utiliza la circulación de aire natural dentro de las envolventuras para el enfriamiento. Es deseable un poco de flujo de aire para reducir la acumulación de humedad.

La refrigeración forzada se utiliza por encima de los 20 kA, los compromisos económicos entre la pérdida de energía y la inversión de capital generalmente determinan que es más económico un enfriamiento forzado.

6.4.3 Interruptor de máquina o generador

El desarrollo de los interruptores automáticos para generadores se ha visto influenciado decisivamente por las tendencias en el diseño de los generadores y los sistemas de distribución de las centrales eléctricas. Inicialmente, en las centrales eléctricas más grandes, los generadores se conectaban mediante interruptores automáticos a una barra colectora común en su tensión nominal de forma individual. Los interruptores automáticos utilizados para la conmutación de los generadores eran unidades utilizadas comúnmente en distribución. El crecimiento continuo en el tamaño de los generadores significó que las capacidades del generador comenzaron a superar las capacidades de los tableros de distribución, de modo que, a principios de la década de 1940, los generadores más grandes ya no podían conmutarse satisfactoriamente a la tensión nominal. Además, el aumento de la corriente nominal condujo al desarrollo de un nuevo tipo de conexión principal de la máquina, el diseño de las "barras de fases aisladas". Por estas y otras razones, la distribución de la central eléctrica de tipo barra de distribución se sustituyó por la "conexión de unidad o bloque", conectándose cada generador mediante un transformador elevador principal y un interruptor de alta tensión al sistema de transmisión. Sin embargo, una característica de este tipo de conexión es que el suministro para los sistemas auxiliares de la unidad no puede obtenerse del transformador principal a menos que el interruptor esté cerrado, es decir, la máquina esté sincronizada. Esto significa que, durante los periodos de arranque y parada, los auxiliares deben transferirse a una fuente alternativa. Normalmente se trata de un transformador principal conectado directamente, ya sea al sistema de alta tensión o a una red de subtransmisión local.

A mediados de la década de 1960, varios ingenieros con visión de futuro de las empresas de energía reconocieron que la desconexión de

grandes generadores a tensión nominal cumpliría mejor los requisitos de seguridad y economía de la planta. Ellos impulsaron el desarrollo de equipos diseñados expresamente para este propósito.

El primer interruptor de generador se entregó a una central eléctrica en Alemania en 1972. El equipo constaba de tres unidades cilíndricas, encerradas en metal y segregadas por fases, siendo el medio de operación y extinción del arco aire comprimido. El diseño cilíndrico concéntrico permitió que el interruptor automático se instalara fácilmente en el recorrido de las barras colectoras de fase aisladas del generador.

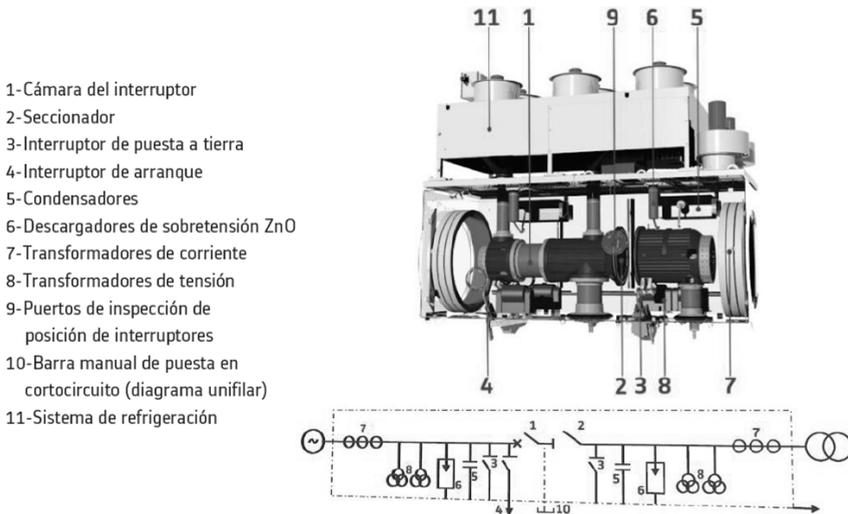


Fig. 6.32. Interruptor de aire comprimido.

El uso de este interruptor, situado entre el generador y los transformadores principales, permitió que los suministros auxiliares de la planta pudieran obtenerse en todo momento desde el transformador del bloque, es decir, también durante los períodos de arranque y parada. Por lo tanto, el transformador de la estación podría omitirse por completo o usarse solo como un transformador de parada alternativa.

Con el paso de los años, se continuó con el desarrollo de los interruptores automáticos de generadores y los componentes asociados. En la década de 1970, cuando el tamaño de las unidades generadoras aumentó a un nivel de 1200 MW, la corriente nominal de los interruptores

automáticos del generador aumentó a 50000 A con una capacidad de corte correspondiente de 275 kA a voltajes de servicio de hasta 30 kV. En la década siguiente se introdujo el primer interruptor automático de generador que utilizaba gas SF6 como medio de extinción de arco. Los interruptores automáticos que utilizan esta tecnología están ahora disponibles con rangos de corriente de hasta 20.000 A y capacidades de corte de 120 kA a tensiones nominales de hasta 26 kV. El desarrollo más reciente ha sido la integración de todos los elementos asociados del equipo dentro del gabinete del interruptor como alternativa a su instalación por separado, tales como seccionadores en serie, seccionadores de puesta a tierra, transformadores de corriente, transformadores de tensión aislados unipolares, condensadores de protección y supresores de sobretensiones.



Además de los requisitos obvios de que el interruptor del generador cuando está cerrado debe llevar la corriente de carga completa del generador y garantizar el nivel de aislamiento requerido en todo momento también debe ser capaz de realizar las siguientes funciones:

- Sincronizar el generador con la red principal.

⁵⁷ <https://www.yumpu.com/es/document/view/14594839/interruptores-de-generador-alstom>

- Separar el generador del sistema principal (desconectar el generador en vacío).
- Interrumpir las corrientes de carga (hasta la corriente nominal del generador).
- Corrientes de cierre y corte en condiciones fuera de fase.
- Interrumpir las corrientes de cortocircuito alimentadas por el generador
- Interrumpir corrientes de cortocircuito alimentadas por el sistema

6.4.4 Transformador principal

Los transformadores principales del bloque de generación, conocidos como GSU, son aquellos que están conectados directamente a los generadores y aumentan la tensión desde el voltaje de salida del generador (del orden de 10kV a 24 kV) a los voltajes de transmisión. Las GSU son físicamente los transformadores más grandes del sistema y están disponibles en unidades monofásicas o trifásicas conectadas en triángulo-estrella.

Los transformadores de potencia de particular interés para los diseñadores y operadores de centrales eléctricas varían en tamaño desde 500 kVA hasta 1200 MVA en diseños trifásicos y monofásicos. La GSU generalmente no tendrá un conmutador bajo carga (LTC) ya que la regulación de tensión se puede lograr en el generador, aunque algunas empresas de energía requieren que sus GSU estén equipadas con LTC.

Las GSU generalmente se operan a una carga constante cercana a su capacidad máxima de forma continua (en particular, las unidades que funcionan como base). Esto significa que generalmente funcionan a temperatura nominal y, por lo tanto, envejecen más rápido que la mayoría de los otros transformadores. Los GSU a menudo no están protegidas por un interruptor entre el generador y el transformador, por lo que las corrientes de falla pueden mantenerse más tiempo que para otros transformadores y pueden ocurrir grandes sobretensiones debido a la pérdida de carga del generador, conocido como rechazo de carga. Cuando se utilizan interruptores de generador, los GSU también se pueden utilizar para alimentar los sistemas auxiliares de la central.

Componentes Principales

Un transformador de potencia típico consta de los siguientes componentes básicos:

- Bobinados y cables
- Núcleo y derivaciones
- Tanque
- Sistema de conservación de aceite y aceite
- Equipo de refrigeración
- Conmutador sin carga
- Conmutador bajo carga (opcional)
- Bushings
- Sistema de indicación y control secundario

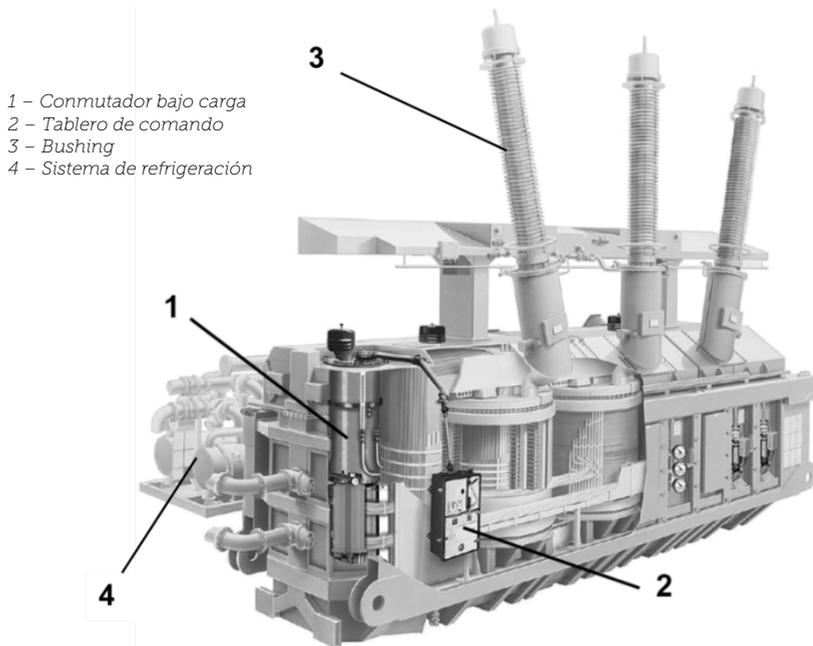


Fig. 6.34. Componentes principales de un transformador de potencia trifásico.

Sistemas de Conservación de Aceite

El aceite de un transformador se utiliza como refrigerante y es una parte importante del sistema dieléctrico. En su función de refrigerante, se

hace circular a través de intercambiadores de calor para eliminar el calor que resulta de las diversas pérdidas descritas anteriormente. Cuando el papel aislante que se utiliza en los transformadores se impregna de aceite, el papel se convierte en un muy buen aislante. La presencia de oxígeno, humedad, catalizadores como el cobre y temperatura elevada son los factores que determinan las reacciones químicas que ocurren en el aceite de transformador en servicio. El aceite es una sustancia compleja y sus componentes pueden reaccionar a su manera. Algunos de los productos de esta interacción son el ácido y los lodos. La presencia de ácido y azufre en el aceite puede atacar el aislamiento y los metales en el transformador y reducir la rigidez dieléctrica del sistema de aislamiento. El lodo puede precipitar en el transformador e impedir la refrigeración. Los sistemas de conservación de aceite están diseñados para evitar que el oxígeno y la humedad entren en el aceite. Los sistemas más utilizados son: sistema de tanque sellado, sistemas de presión de gas inerte y sistemas conservadores sellados, que también se conocen como sistemas de presión de aceite constante; un sistema menos común es el sistema de sellado del tanque auxiliar que incorpora un tanque adicional entre el tanque del transformador principal y el tanque conservador. Otro tipo de sistema obsoleto pero que aún está en servicio es el sistema de respiración libre, donde el aire cubre el aceite y se repone a través de un filtro desecante para eliminar la humedad.

Sistemas de refrigeración

Muchos transformadores de potencia grandes están diseñados y construidos con un cierto grado de refrigeración natural y un sistema de refrigeración para aumentar su capacidad. La capacidad de refrigeración natural se obtiene por convección y radiación con intercambiadores de calor, mientras que los valores de refrigeración forzada se obtienen con ventiladores y/o bombas.

Los tipos más comunes de intercambiadores de calor utilizados en transformadores son:

- Radiadores tipo tubo
- Radiadores tipo placa, con o sin ventiladores y bombas de aceite
- Enfriador de aire forzado con ventiladores y bombas

El tipo de enfriamiento empleado en un transformador se muestra en la placa de identificación como la "Clase" de enfriamiento.

La clase de refrigeración se indica por cuatro símbolos para cada uno de los métodos de refrigeración los cuales han de venir especificados en la placa de características del transformador.

| 1° LETRA | | 2° LETRA | | 3° LETRA | | 4° LETRA | |
|-----------------------------------------------------------------------------|--|----------------------|--|----------------------------------------------------------------------------------------|--|----------------------|--|
| Corresponde al medio de enfriamiento que está en contacto con los devanados | | | | Corresponde al medio de enfriamiento que está en contacto con el enfriamiento exterior | | | |
| AGENTE DE ENFRIAMIENTO | | CLASE DE CIRCULACIÓN | | AGENTE DE ENFRIAMIENTO | | CLASE DE CIRCULACIÓN | |
| MEDIO REFRIGERANTE | | | | SÍMBOLOS | | | |
| Aceite mineral, vegetal | | | | O | | | |
| Gas | | | | G | | | |
| Agua | | | | W | | | |
| Aire | | | | A | | | |
| CIRCULACIÓN DEL REFRIGERANTE | | | | SÍMBOLOS | | | |
| Natural | | | | N | | | |
| Ventilación forzada | | | | F | | | |
| Circulación dirigida | | | | D | | | |

Fig. 6.35. Nomenclatura de clase de refrigeración de transformadores.

Para los transformadores inmersos en aceite, los ventiladores y radiadores se montan alrededor del transformador. Los ventiladores generalmente se montan en los radiadores para ayudar a los radiadores a eliminar el calor. Los ventiladores para circulación forzada aumentan la capacidad de manera consistente. Los conjuntos de ventiladores se suministran con distintas potencias y aspas del ventilador según el diseño del transformador. Los motores de los ventiladores están protegidos por una protección térmica montada dentro del motor. Los ventiladores se conectan a la fuente de alimentación con un conducto y un cable flexible para permitir la extracción de un ventilador para realizar trabajos de reparación. Los ventiladores, motores, cables y cajas de conexiones tienen un diseño resistente a la intemperie y son adecuados para uso en exteriores. La rotación correcta del ventilador es cuando el flujo de aire del ventilador pasa a través de los tubos del radiador y se aleja del tanque del transformador.

Conmutador bajo carga (LTC)

El cambiador de tomas de carga (LTC) es un dispositivo de conmutación equipado con contactos portadores de corriente que están conectados al devanado de regulación (frecuentemente llamado devanado de toma) de un transformador. Su propósito es cambiar la relación de transformación y, por lo tanto, el voltaje mientras está bajo carga y sin interrupción en el flujo de energía. La relación de transformación se cambia sumando o restando espiras del devanado regulador. Los conmutadores más comunes tienen 32 pasos con un espaciado de 5/8%, 16 por encima y 16 por debajo de la tensión nominal, para producir un rango de voltaje de +/- 10%.

Existen numerosos modelos y tecnologías de conmutadores. Los LTC de tipo resistencia se caracterizan por breves duraciones de conmutación (40 ms a 180 ms) en las que la propia resistencia estará en el circuito de conducción de corriente durante solo unos 10 ms para limitar el calentamiento de la resistencia. Este tipo de LTC no puede funcionar de forma continua mientras se conectan dos contactos. La operación de cambio de toma se puede realizar usando 1) un interruptor selector de toma con un interruptor de desvío de arco o 2) un interruptor de toma de arco. En cualquier caso, el arco se produce en su propio compartimiento completamente aislado del tanque del transformador. Los contactos del selector de tomas están sumergidos en el aceite del tanque principal, pero los contactos de arco están ubicados dentro de un espacio separado que contiene su propio aceite.

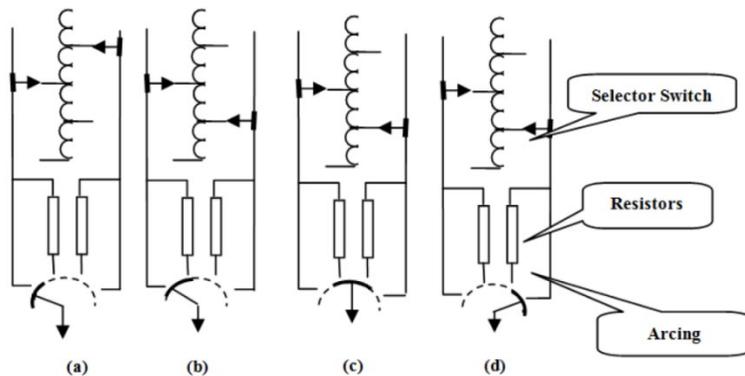


Fig. 6.36. Esquema de conmutación.

Una ilustración del funcionamiento del conmutador se muestra en los pasos (a) a (d) como que se indican en la Figura 6.36. Hay que tener en cuenta que el contacto del interruptor de arco está diseñado para hacer contacto con la siguiente posición antes de que se elimine el contacto con la posición anterior. A partir de la posición (a), el lado izquierdo de la ilustración es la parte conductora; el lado derecho está a la tensión correspondiente a un tap de diferencia con respecto al del lado izquierdo, como ejemplo considere que este es un voltaje 5/8% más bajo. Si el siguiente voltaje de toma requerido es 5/8% más alto, el interruptor selector se mueve a la siguiente toma como se muestra en la posición (b) sin arco, ya que esa parte del interruptor no está en el camino conductor. Para transferir la corriente de carga desde la posición de la toma anterior (a) a la posición de la toma (d), el interruptor de arco inserta brevemente dos resistencias limitadoras de corriente en paralelo con los contactos entre las dos tomas como se muestra en la posición (c). La transferencia de corriente entre las dos derivaciones se completa cuando el interruptor de arco se mueve de la posición (c) a la posición (d). Los contactos del interruptor de arco están diseñados para hacer contacto con su siguiente posición antes de romper el contacto con la anterior. La mayor parte del arco se produce cuando los contactos del interruptor de arco se mueven de la posición (c) a (d). La transferencia de carga entre los taps se logra así sin interrumpir el flujo de corriente a través del devanado del transformador. Momentáneamente, cada resistor de transición conduce la mitad de la corriente de carga más una corriente circulante impulsada por el voltaje del 5/8% entre las tomas. Durante este corto período, las resistencias están sujetas a calentamiento I^2R . Esto significa que deba limitarse haciendo la transición muy rápidamente.

6.4.5 Barras de distribución

Las barras de distribución eléctrica están asociadas con las celdas de alimentación de motores, equipos de conmutación, interrupción, medición, protección y regulación, y tienen aplicación en el área de generación, transmisión, distribución de energía eléctrica.

Celdad de baja tensión

Las celdas de BT se utilizan para tensiones nominales entre 220 Vca y 600 Vca. La mayoría de las aplicaciones son a 380 Vca. Las

corrientes de barra nominales típicas son 1600A, 2000A, 3000A, 3200A, 4000A y 5000A.

Las celdas de BT se construyen completamente cerradas en todos sus lados con chapa. La construcción cerrada de metal se usa hasta 1000 V. Los sistemas de barras principales consisten en barras colectoras de cobre o, en algunos casos, barras de aluminio estañado, que están encerradas en un compartimiento de metal. El compartimiento de la barra se encuentra en la parte trasera de la unidad de. Los barras horizontales y verticales conectan todos los equipos de la unidad. Los interruptores de BT están contenidos en compartimientos metálicos conectados a tierra individualmente y se controlan de forma remota o desde el frente de la unidad.

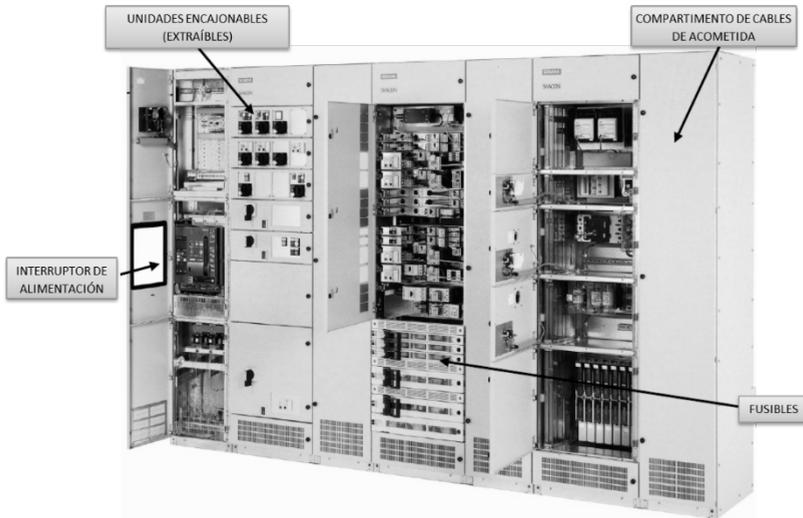


Fig. 6.37. Ejemplo de Barra de B.T. con celdas de derivación y CCM.

6.4.6 Centros de control de motores (CCM)

De manera similar a las celdas de BT, los CCM se aplican en tensiones entre 220 Vca y 600 Vca, con la mayoría de las aplicaciones en 380 Vca. Los valores de corriente típicas de CCM son 300, 600, 800 y 1200A. Los CCM están completamente cerrados en todos los lados y la parte superior con chapa metálica. El frente de cada columna vertical contiene compartimientos extraíbles o unidades tipo encajonables con puertas con bisagras, y cada unidad contiene el conjunto de

accionamiento del alimentador (seccionador o interruptor de desconexión) junto con componentes de control y protección (transformador de control, contactor, relés de sobrecarga térmica, etc.). Un pequeño compartimento adyacente en cada columna proporciona espacio para los cables de alimentación y control asociados. La barra de alimentación del CCM está en la parte trasera y casi siempre es inaccesible a menos que se retiren las unidades. Por lo general, los CCM están ubicados contra una pared, aunque los CCM grandes (es decir, aquellos que contienen muchas unidades) pueden ser independientes con secciones montadas una detrás de la otra.

6.4.7 Celdas de media tensión

Las celdas de MT tienen un rango de aplicación entre 2.5 kV y 33 kV. La mayoría de las aplicaciones de las centrales eléctricas son de 6,6 o 13,2 kV, y utilizan interruptores automáticos de aire o de vacío. Los valores de corriente son 1200A, 2000A y 3000A. Constan generalmente de un conjunto de columnas separadas que normalmente están montadas una al lado de la otra y conectadas tanto mecánicamente como eléctricamente para formar una estructura tipo barra de distribución. Para sistemas más antiguos, cada interruptor de aire comprimido ocupa una sola columna. El frente de la celda tiene puertas con bisagras y contiene los compartimientos del interruptor automático.



Fig. 6.38. Ejemplo de celdas de M.T.

Normalmente, la parte posterior de la celda tiene paneles atornillados y contiene las conexiones entre las barras, cables de alimentación y contactos de los interruptores. Cada compartimento está separado de los demás por barreras metálicas. Las barras principales son de cobre o, en algunos casos, barras de aluminio estañado.

6.4.8 Baterías estacionarias

Cada Central tiene uno o más sistemas de emergencia de corriente continua (CC) respaldados por batería, estos fueron denominados como sistemas ininterrumpidos de la central cuando se describieron las distintas fuentes de alimentación. Estos sistemas operan equipos críticos cuando se produce una pérdida de corriente alterna (CA). Dentro de los equipos críticos se incluyen los requeridos para parar la planta de manera segura, garantizar la seguridad del personal y proteger la instalación. La energía de emergencia de un sistema de CC alimentado por baterías generalmente alimenta los siguientes equipos:

- Arranque de motores diésel
- Inversores
- Bombas de aceite de emergencia.
- Fuentes de alimentación ininterrumpida (UPS)
- Interruptores y circuitos de control de relé de protección
- Instrumentación y circuitos de control
- Válvulas solenoides y motorizadas.
- Iluminación de emergencia
- Sistemas de buscapersonas
- Sistemas de comunicación
- Sistemas informáticos

La operación adecuada de los equipos vitales de la planta durante una pérdida de alimentación de CA depende directamente de la operación adecuada y confiable del sistema de energía ininterrumpido. La batería funciona como el corazón de un sistema de alimentación de CC y es la única fuente de energía eléctrica ante una pérdida de alimentación de CA normal y de respaldo (si corresponde). La batería puede permanecer durante años sin tener que proporcionar energía de

emergencia; sin embargo, si es necesario, debe cumplir con las demandas del sistema de inmediato y durante la duración requerida

Las baterías se clasifican como primarias o secundarias. Las celdas primarias están diseñadas para descargarse una vez y luego desecharse; Las celdas secundarias están diseñadas para ser recargables. Las baterías estacionarias son recargables y, por tanto, se clasifican como baterías secundarias. Las baterías estacionarias se definen además por su construcción física y electroquímica. Los siguientes tipos de baterías estacionarias se utilizan principalmente en plantas de energía y subestaciones:

- Baterías de plomo-ácido ventiladas:
 - Plomo-calcio
 - Plomo-antimonio
 - Plomo-selenio
 - Plomo-estaño
 - Plomo puro
- Baterías de plomo-ácido reguladas por válvula:
 - Electrolito absorbido
 - Electrolito gelificado
- Baterías de níquel-cadmio:
 - Placa de bolsillo

Cada tipo de diseño de batería tiene su propio conjunto de limitaciones que deben tenerse en cuenta para una aplicación en particular. Ningún tipo de batería es ideal para todas las aplicaciones.

Batería Plomo-Acido ventilada (Húmeda)

La batería de plomo-ácido ventilada (también llamada inundada) es el tipo más común de batería estacionaria. El término ventilación se utiliza para diferenciar esta batería de la batería de plomo-ácido regulada por válvula (VRLA), que ha visto un uso cada vez mayor en los últimos años. Las baterías ventiladas se construyen típicamente con recipientes transparentes o translúcidos a través de los cuales el nivel de electrolito y los componentes internos son visibles. Cada celda se ventea continuamente a través de un filtro en la parte superior del contenedor.

Batería Plomo-Acido regulada por válvula (VRLA)

La batería VRLA es un diseño innovador cuyo recipiente tiene un diseño tal que el usuario no tiene acceso al electrolito. El electrolito es inmovilizado para prevenir o minimizar el potencial de fuga, esto permite a los usuarios evitar la imposición de algunas regulaciones ambientales con respecto a las contingencias por derrames de ácido sulfúrico. Al inmovilizar el electrolito, la batería se puede instalar en diferentes configuraciones, una instalación típica tiene las celdas VRLA orientadas de costado en lugar de vertical para que puedan ser apiladas. Esto permite menos espacio en el gabinete o el piso para la instalación.

Sin mantenimiento de electrolitos debido a que la batería está sellada y el electrolito es inaccesible, no se puede agregar agua a una celda VRLA. Esta característica fue referida como libre de mantenimiento.

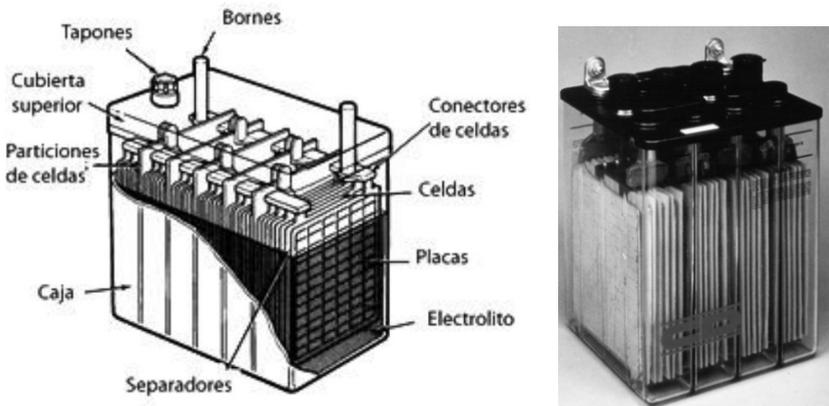


Fig. 6.39. Componentes de una celda plomo-ácido.

Batería Níquel-Cadmio

Una batería estacionaria de níquel-cadmio consiste en celdas individuales conectadas entre sí para proporcionar el voltaje de salida deseado. Una sola celda contiene placas positivas y negativas ensambladas dentro de un contenedor que se llena con un electrolito de hidróxido de potasio.

Este tipo de baterías tienen una gran tolerancia a temperaturas extremas. La capacidad de operar bien a altas y bajas temperaturas es uno

de sus atributos más atractivos. La gravedad específica del electrolito de una batería de níquel-cadmio no cambia como parte de la reacción química.

Aunque las baterías de níquel-cadmio no son tan ampliamente utilizadas como las baterías de plomo-ácido en las plantas de energía, tienen una reputación de fiabilidad y larga duración. Las baterías de níquel-cadmio no son propensas a muchos de los modos de falla observados para las baterías de plomo-ácido; sin embargo, su mayor costo tiende a restringir su uso. A medida que aumenta el tamaño de una batería, el costo por amperio-hora de una batería de plomo tiende a disminuir.

Configuración

Las baterías ventiladas se construyen típicamente con recipientes transparentes o translúcidos a través de los cuales el nivel de electrolito y los componentes internos son visibles.

Una celda totalmente cargada tiene un voltaje de circuito abierto (OCV) que depende de la composición de su ánodo y cátodo. Así, por ejemplo, como puede verse en la Figura 6.40, las baterías de plomo ácido tienen un OCV de aproximadamente 2.05 a 2.15 V; el voltaje exacto varía con la densidad y la temperatura del electrolito.

| Battery type | Anode | Cathode | Reaction mechanism | Theoretical values† | | | Practical battery‡ | | | |
|-----------------------------------------|--------------------------------|------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|------|-------|-----------------------|-------------------|-----------------------|---------------------|
| | | | | V | g/Ah | Ah/kg | Specific energy Wh/kg | Nominal voltage V | Specific energy Wh/kg | Energy density Wh/L |
| Secondary batteries | | | | | | | | | | |
| Lead-acid | Pb | PbO ₂ | Pb + PbO ₂ + 2H ₂ SO ₄ → 2PbSO ₄ + 2H ₂ O | 2.1 | 8.32 | 120 | 252 | 2.0 | 35 | 70 ⁽¹⁰⁾ |
| Edison | Fe | Ni oxide | Fe + 2NiOOH + 2H ₂ O → 2Ni(OH) ₂ + Fe(OH) ₂ | 1.4 | 4.46 | 224 | 314 | 1.2 | 30 | 55 ⁽¹⁰⁾ |
| Nickel-cadmium | Cd | Ni oxide | Cd + 2NiOOH + 2H ₂ O → 2Ni(OH) ₂ + Cd(OH) ₂ | 1.35 | 5.52 | 181 | 244 | 1.2 | 35 | 100 ⁽⁹⁾ |
| Nickel-zinc | Zn | Ni oxide | Zn + 2NiOOH + 2H ₂ O → 2Ni(OH) ₂ + Zn(OH) ₂ | 1.73 | 4.64 | 215 | 372 | 1.6 | 60 | 120 |
| Nickel-hydrogen | H ₂ | Ni oxide | H ₂ + 2NiOOH → 2Ni(OH) ₂ | 1.5 | 3.46 | 289 | 434 | 1.2 | 55 | 60 |
| Nickel-metal hydride | MH ⁽¹⁾ | Ni oxide | MH + NiOOH → M + Ni(OH) ₂ | 1.35 | 5.63 | 178 | 240 | 1.2 | 75 | 240 ⁽⁹⁾ |
| Silver-zinc | Zn | AgO | Zn + AgO + H ₂ O → Zn(OH) ₂ + Ag | 1.85 | 3.53 | 283 | 524 | 1.5 | 105 | 180 ⁽¹⁰⁾ |
| Silver-cadmium | Cd | AgO | Cd + AgO + H ₂ O → Cd(OH) ₂ + Ag | 1.4 | 4.41 | 227 | 318 | 1.1 | 70 | 120 ⁽¹⁰⁾ |
| Zinc/chlorine | Zn | Cl ₂ | Zn + Cl ₂ → ZnCl ₂ | 2.12 | 2.54 | 394 | 835 | — | — | — |
| Zinc/bromine | Zn | Br ₂ | Zn + Br ₂ → ZnBr ₂ | 1.85 | 4.17 | 309 | 572 | 1.6 | 70 | 60 |
| Lithium-ion | Li ₂ C ₆ | Li _{1-x} CoO ₂ | Li ₂ C ₆ + Li _{1-x} CoO ₂ → LiCoO ₂ + C ₆ | 4.1 | 9.98 | 100 | 410 | 4.1 | 150 | 400 ⁽⁹⁾ |
| Lithium/manganese dioxide | Li | MnO ₂ | Li + Mn ^{IV} O ₂ → Mn ^{III} O ₂ (Li ⁺) | 3.5 | 3.50 | 286 | 1001 | 3.0 | 120 | 265 |
| Lithium/iron disulfide ⁽²⁾ | Li(Al) | FeS ₂ | 2Li(Al) + FeS ₂ → Li ₂ FeS ₂ + 2Al | 1.73 | 3.50 | 285 | 493 | 1.7 | 180 ⁽¹¹⁾ | 350 ⁽¹¹⁾ |
| Lithium/iron monosulfide ⁽²⁾ | Li(Al) | FeS | 2Li(Al) + FeS → Li ₂ S + Fe + 2Al | 1.33 | 2.90 | 345 | 459 | 1.3 | 130 ⁽¹¹⁾ | 220 ⁽¹¹⁾ |
| Sodium/sulfur ⁽²⁾ | Na | S | 2Na + 3S → Na ₂ S ₃ | 2.1 | 2.65 | 377 | 792 | 2.0 | 170 ⁽¹¹⁾ | 345 ⁽¹¹⁾ |
| Sodium/nickel chloride ⁽²⁾ | Na | NiCl ₂ | 2Na + NiCl ₂ → 2NaCl + Ni | 2.58 | 3.28 | 305 | 787 | 2.6 | 115 ⁽¹¹⁾ | 190 ⁽¹¹⁾ |

† Based on active anode and cathode materials only, including O₂ but not air (electrolyte not included).
 * These values are for single cell batteries based on identified design and at discharge rates optimized for energy density, using midpoint voltage. More specific values are given in chapters on each battery system.

Fig. 6.40. Voltaje, capacidad y energía específica de baterías.

La tensión tiene el papel más importante en la configuración de la batería y está determinada por la suma de las tensiones de cada celda conectada en serie. Las baterías tienen múltiples terminales para suministros de corriente elevadas. Cuanto más corriente necesite la batería, más conexiones debe en paralelo tendrá la celda.

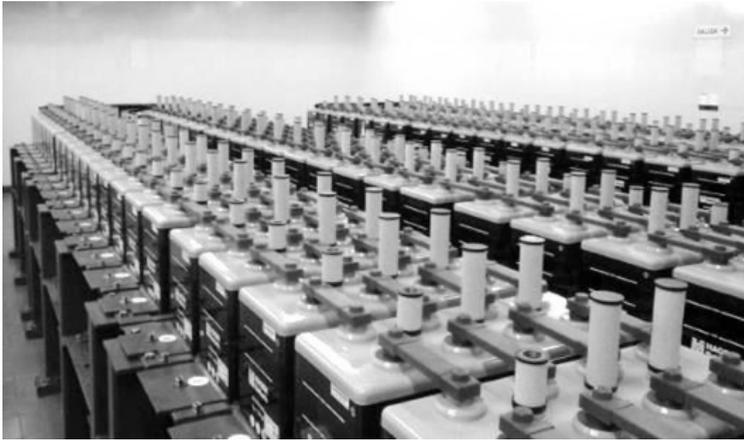


Fig. 6.41. Ejemplo de banco de batería de plomo-ácido.

6.5. Características técnicas

Habiendo entendido el principio de funcionamiento de cada tipo de central termoeléctrica, comprendido cuales son las particularidades de los combustibles que utilizan, cuáles son los principales circuitos de funcionamiento, que condiciones de seguridad y de operación deben respetar, se pueden describir una serie de características relacionadas a la operación y el despacho en la red eléctrica, cuáles son las ventajas y desventajas que las identifica en cuanto a recurso de generación para la matriz nacional.

Las ventajas y desventajas relacionadas al aspecto técnico de una central se relacionan con el concepto de flexibilidad operativa y el aporte de estas en el sistema de energía. La flexibilidad expresa la medida en que un sistema de potencia puede modificar la producción o el consumo de electricidad en respuesta a la variabilidad, esperada o no. En otras palabras, expresa la capacidad de un sistema eléctrico para mantener un

suministro confiable frente a desequilibrios rápidos y grandes, cualquiera que sea la causa. En una mayor escala de tiempo podría relacionarse a la flexibilidad de energía, es decir, a la capacidad de adaptarse a las variaciones o dificultades que impactan en la planificación y despacho a mediano y largo plazo, por ejemplo, variaciones de precio o disponibilidad de combustibles.

En relación con esto, se pueden definir algunos parámetros representativos de las características técnicas, por ejemplo:

- Potencia instalada
- Variación del precio de combustible
- Capacidad de almacenamiento del combustible
- Disponibilidad del combustible
- Distancia al centro de carga
- Tasa de Rampa (MW/min)
- Inversión requerida (U\$S/MW)
- Capacidad de arranque en negro
- Factor de utilización/capacidad

En línea general, las centrales termoeléctricas tienen una buena valoración en cuanto flexibilidad de potencia ya que, como se describió, pueden funcionar como centrales de base, permiten incorporar grandes módulos de potencia (ciclos de vapor y ciclos combinados), tienen la fácil posibilidad de arrancar en negro y pueden ser ubicadas cerca de los centros de carga centro de carga. Las turbinas de gas y las tipo diésel se caracterizan por sus rápidos despacho lo que las destaca como muy flexibles.

En cuanto a la flexibilidad energética, la disponibilidad de combustible se ha limitado en los últimos años y la fuerte variación de precios ha impactado negativamente en el mercado mayorista.

6.6. Impacto ambiental, social y económico

Impacto ambiental⁵⁸

Impacto ambiental se define como toda modificación significativa, positiva o negativa, producida sobre el ambiente y la calidad de vida de la población como consecuencia del desarrollo de obras o actividades.

El impacto ambiental las centrales termoeléctricas convencionales depende del tipo de combustible y de la tecnología utilizada. El combustible tiene un papel importante, dado que las emisiones atmosféricas son determinadas por los subproductos del proceso de combustión, que dependen mayormente de la composición química del mismo.

En general, las termoeléctricas con combustible derivado del petróleo se caracterizan por la predominancia de emisión de COx, y las de carbón que emiten principalmente COx y SOx dependiendo de la calidad del carbón.

Las tecnologías disponibles y utilizadas para mejorar el desempeño de las centrales termoeléctricas, tales como la utilización de filtros, la combustión en lecho fluidizado, la gasificación, etc.; implican un mayor costo de producción entre otros factores.

Los efectos ambientales de una central térmica provienen del proceso de combustión, así como de las emisiones de polvo y gases contaminantes. En general los efectos ambientales, por ejemplo, emisiones contaminantes, ocupación de espacio por la central y volumen de residuos, aumentan en el orden siguiente: gas, fuel oil ligero, fuel oil pesado y combustión de carbón.

Además de las emisiones gaseosas, se debe otorgar especial atención a la influencia que ejerce o puede ejercer la implantación y/o proyecto de la central respecto de la calidad del aire, agua y suelo, en relación a las condiciones de confortabilidad humana, desarrollo de otras

⁵⁸ Fuente: <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/desarrollo-sostenible/evaluacion-ambiental/guias-de-evaluacion-ambiental/esia>

actividades productivas y aptitud del medio como soporte para la flora y la fauna en la zona de afectación.

A título indicativo se señalan algunos efectos que corresponde evaluar:

- Degradación física, química y biológica de los suelos en las zonas de afectación inmediata, que podrían determinar cambios en el uso de los mismos.
- Alteraciones de la vegetación y fauna en la zona de influencia.
- Alteraciones en la calidad de las aguas superficiales y subterráneas como resultado del aporte de los efluentes sólidos y líquidos procedentes de la Central.
- Cambios en las características de los cuerpos de agua afectados.
- Modificaciones en la composición del aire como consecuencia del material particulado y efluentes gaseosos originados por la operación de la Central.
- Generación de cambio en hábitat de los cuerpos de agua influidos por la descarga.
- Cambio en la confortabilidad en la proximidad de la Central debido a ruidos y vibraciones.
- Cambios en los usos del suelo.
- Cambios en el mercado laboral del área.
- Alteraciones en las demandas de infraestructura y equipamiento comunitario.
- Alteraciones en los atributos paisajísticos del área.
- Cambios en el valor de la propiedad de la tierra en el área de implantación.

Además de ser necesario tener valores máximos prefijados de los contaminantes que ingresen a la chimenea, es importante considerar la altura de la misma para poder tener una adecuada dispersión de los gases en función de las condiciones del medio ambiente (vientos, velocidad, frecuencia y dirección, temperatura, humedad, gradiente de temperatura, etc.).

Los efluentes líquidos de los procesos principales y auxiliares de producción suelen contener por su parte: cloro, ácido sulfúrico, soda

cáustica y otros compuestos, utilizados en los circuitos de refrigeración y en el mantenimiento de diferentes componentes.

Las centrales térmicas convencionales requieren importantes cantidades de agua: debido a ello generalmente se encuentran ubicadas en las proximidades de un curso de agua. La contaminación térmica de esos cursos es significativa. La temperatura de la misma se eleva entre 7 y 10°C. Para evitar la proliferación de los microorganismos, para la protección de los tubos del condensador, y reducir fugas en él, se agrega cloro y sulfato ferroso respectivamente.

El agua de refrigeración circula por los canales respectivos, ingresa al condensador, eleva su temperatura y evacuada al curso de agua.

En el conjunto caldera-turbina donde circula como fluido motor, ella debe ser de altísima calidad, para lo cual es tratada mecánica y químicamente.

Estas precauciones son aplicables también para reposición del ciclo ya que normalmente existe un drenaje continuo (purgas, pérdidas, toma de muestras, sacadas del circuito durante los arranques, calefacción de fuel-oil, etc).

Características de las emisiones gaseosas

- *Dióxido de Carbono (CO₂):*

Es el principal efluente gaseoso del mundo, no sólo es producido por la generación eléctrica, sino también por los transportes y las actividades industriales. Hoy en día, el principal problema asociado al CO₂ está en la quema de combustibles fósiles que liberan reservas de ese gas que fueron almacenadas durante millones de años. Esto aumenta la concentración de CO₂ en la atmósfera, contribuyendo a la formación del efecto invernadero o calentamiento global.

El efecto invernadero es un proceso natural por el cual los gases que están presentes en la atmósfera "atrapan" la radiación que la Tierra emite al espacio. Esta emisión de la Tierra es producto del calentamiento de su superficie por la incidencia de la radiación solar.

La superficie terrestre, los océanos y los hielos son calentados directamente por el Sol, absorbiendo parte de la energía recibida. Una fracción de la misma es devuelta hacia la atmósfera en forma de energía

infrarroja siendo retenida momentáneamente por el vapor de agua, el dióxido de carbono (CO₂), el metano (CH₄) y otros gases, como los hidrofluorocarbonos (HFC), los perfluorocarbonos (PFC), el óxido nitroso (N₂O) y el hexafluoruro de azufre (SF₆), entre los más importantes. Los gases que tienen esta propiedad se denominan GEI.

- Monóxido de Carbono (CO):

Son emitidos debido a la quema incompleta de combustible. El mayor peligro de los hidrocarburos deriva de su reacción fotoquímica con los óxidos de nitrógeno, generando compuestos oxidantes. El monóxido de carbono es un ítem importante para el control de la eficiencia de operación de un proceso de combustión por lo que es permanentemente monitoreado

- Óxidos de Nitrógeno (NO_x):

Son formados durante el proceso de combustión, dependiendo de la temperatura, de la forma de combustión y de los tipos de quemadores. Derivan del nitrógeno existente en el combustible y del aire utilizado en la combustión.

En concentraciones altas los NO_x provocan un agravamiento de las enfermedades pulmonares, cardiovasculares y renales, así como la reducción del crecimiento de las plantas.

- Óxidos de Azufre (SO_x):

Se originan en los procesos químicos sufridos por el azufre durante la combustión. El principal de estos óxidos es el dióxido de azufre (SO₂). En la atmósfera los óxidos de azufre se oxidan dando origen a sulfatos y partículas de ácido sulfúrico.

Las emisiones sulfurosas de las centrales termoeléctricas que utilizan combustible líquido son, en general, superiores a aquéllas de las centrales a carbón, dado que los derivados de petróleo poseen normalmente un tenor de azufre mayor que el carbón mineral. Los óxidos de azufre son responsables de los problemas respiratorios en la población que vive cerca de las centrales que no controlan sus emisiones.

- Material Particulado:

Son las cenizas formadas durante el proceso de combustión o presentes en el combustible que son arrastradas por el flujo de gases por la chimenea y lanzadas a la atmósfera.

Este material afecta al medio ambiente por los efectos resultantes de su deposición en bienes inmuebles y su nocividad para el sistema respiratorio de personas y animales, en plantas e incluso en la visibilidad atmosférica.

El tenor de particulado producido en una central a carbón es mucho mayor que una central a líquido ya que los tenores de cenizas de los carbones minerales son siempre más altos que en los líquidos.

Las cenizas son residuos del proceso de combustión de dos tipos: cenizas volantes (fly ash) o cenizas pesadas (bottom ash). Las cenizas no deben abandonarse en el medio ambiente dado que pueden formar efluentes polucionantes con la ayuda de lluvias y vientos contaminando la atmósfera, el suelo y el agua.

- Efluentes Líquidos:

Esta emisión se produce principalmente por el calentamiento del agua utilizada como fuente fría en los ciclos térmicos, la cual es tomada de ríos, lagos, torres de enfriamiento, etc. Además, se producen otras emisiones propias del proceso como purgas de calderas, fluidos para limpieza, refrigeración de equipos, etc.

Evaluación del ciclo de vida⁵⁹

El análisis del ciclo de vida, denominada LCA por sus siglas en inglés (life cycle assessment), es tanto un método como una herramienta que se basa en la contabilidad exhaustiva de las emisiones ambientales que están directa o indirectamente vinculadas con un sistema de producción bien definido, el cual fue desarrollado por la Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa (UNECE).

Una primera propiedad principal del LCA es la integridad de su enfoque, desde su nacimiento hasta el fin de vida. Esto garantiza que todos los flujos de materiales y energía, desechos y emisiones, se contabilicen desde la extracción hasta el tratamiento al final de su vida

⁵⁹ <https://unece.org/sites/default/files/2021-10/LCA-2.pdf>

útil. La segunda característica principal del LCA es su naturaleza multicriterio: se contabilizan tantos flujos elementales como sea posible de manera realista, incluidos los recursos naturales o las emisiones al aire, el agua o el suelo.

El LCA está estandarizado por ISO y se utiliza cada vez más en muchas iniciativas y regulaciones internacionales para definir el desempeño ambiental de un producto o servicio. El método evalúa los impactos ambientales para una unidad funcional de producción, es decir, la generación de 1 kWh de electricidad entregados a una red, en un promedio global para el año 2020. Las categorías de evaluación de impacto seleccionadas por el informe son las que se presentan en la Tabla 6.3

Tabla 6.3. Indicadores ambientales seleccionados para la evaluación del impacto del ciclo de vida.

| CATEGORIA | UNIDAD | DESCRIPCIÓN |
|---------------------------------------------------------|-----------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Cambio Climático | kg CO2 eq. | Potencial de calentamiento global, integrado durante 100 años (GWP100) |
| Eutrofización de agua dulce | kg P eq. | La eutrofización de agua dulce es causada por las emisiones de compuestos de fósforo a los cuerpos de agua dulce (ríos o aguas subterráneas). La principal fuente de emisiones de fosfato en todos los sistemas estudiados es el tratamiento de los desechos de la minería del carbón. |
| Radiación ionizante | kBq ²³⁵ U eq | Los impactos de la radiación ionizante son causados por la exposición de los seres humanos a la radiactividad. La energía nuclear es la única tecnología que utiliza material radiactivo como combustible principal, y para la cual las emisiones radiactivas se miden y contabilizan sistemáticamente. Sin embargo, investigaciones recientes sugieren que la exposición ocupacional también ocurre con otras tecnologías (a saber, la energía geotérmica durante su ciclo de vida y, en menor medida, la fotovoltaica durante la fase de minería) |
| Toxicidad humana | CTUh (unidades tóxicas comparativas) | El factor de caracterización de los impactos de toxicidad humana (potencial de toxicidad humana) se expresa en unidades tóxicas comparativas (CTUh), el aumento estimado de la morbilidad en la población humana total, por unidad de masa de una sustancia química emitida, asumiendo la misma ponderación entre cáncer y no cáncer. debido a la falta de información más precisa sobre este tema. |
| Uso del suelo | Puntos | El modelo LANCA proporciona cinco indicadores para evaluar los impactos por el uso del suelo: 1. resistencia a la erosión; 2. filtración mecánica; 3. Filtración fisicoquímica; 4. regeneración de aguas subterráneas y 5. producción biótica. |
| Agotamiento de los recursos hídricos | m ³ | Uso del agua relacionado con el consumo local de agua. |
| Agotamiento de recursos minerales, fósiles y renovables | kg Sb eq | El indicador de uso de recursos caracteriza los flujos elementales de recursos extraídos del suelo con un coeficiente de escasez Su objetivo es transmitir una dimensión de la criticidad de los materiales y el riesgo de suministro. Este coeficiente se calcula a partir de las reservas estimadas de cada elemento (por ejemplo, oro, cobre, cromo) y se compara con el del antimonio, de ahí la unidad en kg Sb equivalentes. |

El informe realiza el estudio para varias tecnologías de generación, dentro de las termoeléctricas analiza las de carbón y los ciclos combinados de gas. Para el caso de los ciclos combinados dice: "Con respecto a las centrales eléctricas de gas natural, surge un patrón similar al de las centrales eléctricas de carbón: la combustión directa es el principal contribuyente al consumo de agua y las emisiones de gases de efecto invernadero, mientras que la producción de gas natural (toda la cadena aguas arriba desde la extracción hasta la entrega en la planta) es el principal responsable del uso de los recursos, el uso de la tierra, la radiación ionizante y la eutrofización. Sin embargo, los valores generales son significativamente más bajos que para el carbón, especialmente en lo que respecta a la eutrofización, el uso de la tierra (valores altos para el carbón debido a las actividades mineras, tanto a cielo abierto como subterráneas) y el uso del agua (operación de la planta). Agregar captura de carbono a una planta existente aumentará los requisitos de materia prima, tanto para el carbón como para el gas. Esta "penalización energética" explica el aumento de los impactos no relacionados con los GEI⁶⁰, mientras que las reducciones de GEI alcanzadas oscilan entre el -64 % para la hulla y el -70 % para el gas natural (Figura 6.42).

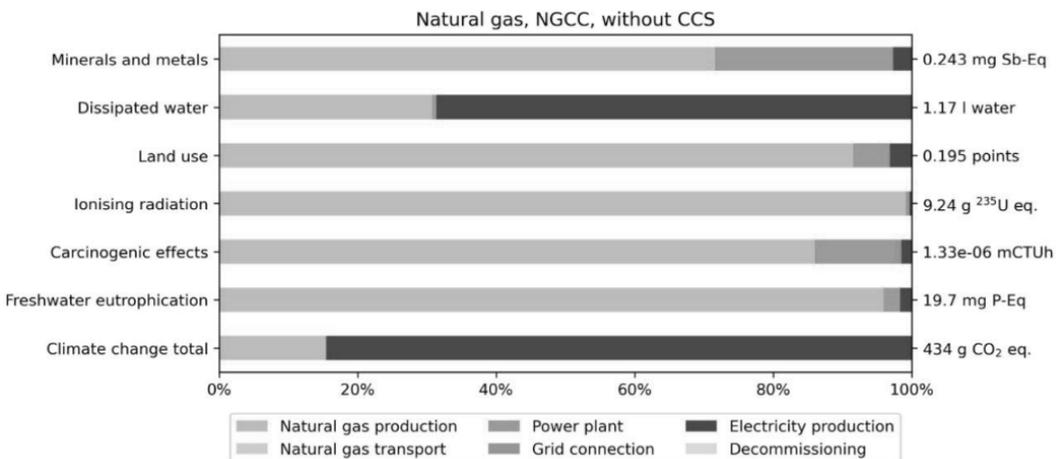


Fig. 6.42. Impacto del ciclo de vida de la producción de 1 kWh de energía por un ciclo combinado a gas natural, sin captura de CO₂ ni almacenamiento, Europa 2020.

⁶⁰ Gases de efecto invernadero.

Evaluación de impacto ambiental

La evaluación de impacto ambiental (EIA) es el proceso que permite identificar, predecir, evaluar y mitigar los potenciales impactos que un proyecto de obra o actividad puede causar al ambiente, en el corto, mediano y largo plazo, previo a la toma de decisión sobre su ejecución.

La Ley General del Ambiente N.º 25675, que establece el marco en materia de presupuestos mínimos, incorpora el procedimiento de EIA como instrumento de política y gestión ambiental (art. 8), estando sujeto al mismo todo proyecto de obra o actividad "susceptible de degradar el ambiente, alguno de sus componentes, o afectar la calidad de vida de la población, en forma significativa", en forma previa a su ejecución (art. 11).

El estudio de impacto ambiental (EsIA) es el documento técnico central del procedimiento que presenta el proponente del proyecto, sea público o privado, a la autoridad ambiental.

Contiene la identificación del proponente, la descripción de proyecto, el diagnóstico o línea de base ambiental, el marco legal de cumplimiento, el resultado del análisis de alternativas, la identificación y valoración de los potenciales impactos ambientales que el proyecto puede causar en todas sus etapas, así como las medidas de mitigación para abordarlos que se estructuran en el Plan de Gestión Ambiental.

| TIPO DE EMISIÓN | FASES DE PROCESO | | | | | |
|-------------------------------------|----------------------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------|------------------------------------|
| | Almacenamiento y preparación del combustible | Combustión y generación de vapor | Depuración del gas de combustión | Generación de corriente eléctrica | Instalaciones de enfriamiento | Tratamiento de materias residuales |
| Polvo | * | * | | | * | * |
| Gases contaminantes | | * | | | | * |
| Agua residual | * | * | * | | * | * |
| Materia residual sólida | | * | * | | | * |
| Calor residual | | * | | * | * | |
| Ruido | * | * | * | * | * | * |
| Contaminantes de aguas subterráneas | * | | | | | |

Fig. 6.43. Emisiones a la atmósfera por fase de proceso.

Sistema de gestión ambiental

La Resolución ENRE N° 555/2001 y sus modificatorias - Resoluciones ENRE N° 462/2002, N° 636/2004, N° 178/2007, N° 562/2007, N° 865/2007, N° 75/2009 y N° 197/2011- establecen para los agentes que integran el MEM la obligatoriedad de implantar, certificar y mantener vigente un Sistema de Gestión Ambiental (SGA) y de elaborar una planificación ambiental que incluya todas las actividades comprometidas para el logro de la mejora continua.

Cada empresa debe contar con un "Plan de Gestión Ambiental" (PGA), el cual consta de una serie de actividades planificadas, cuyos objetivos son:

- Incorporar en un documento toda la programación relativa al medio ambiente que desarrollará dicha empresa.
- Disponer de una herramienta de gestión ambiental de utilidad, que permitirá, además, un mejor cumplimiento de las obligaciones de control atribuidas al ENRE por la normativa vigente.

A los fines de su posterior seguimiento, las tareas que integren cada PGA se agruparan en los programas siguientes:

- Programa de manejo de residuos sólidos y semisólidos, de efluentes líquidos y emisiones a la atmósfera: Este programa tiene como propósito el manejo ambiental de los residuos, efluentes líquidos y emisiones, sobre la base de su correcta caracterización y la incorporación de acciones tendientes a la reducción de la generación de residuos de todo tipo.
- Programa de prevención de emergencias ambientales: Este programa tiene como propósito la preparación de la infraestructura y del personal para hacer frente a situaciones coyunturales, que puedan derivar en agresiones al medio ambiente de gran significación. Estas situaciones pueden originarse en la aplicación de determinadas tecnologías o bien por la ocurrencia de fenómenos naturales extraordinarios.
- Programa de monitoreo: Este programa incluirá las actividades destinadas al registro de datos relacionados con parámetros

ambientales y de emisiones y vertidos de distinta naturaleza. Los parámetros a monitorear serán los que establezcan las respectivas normas de referencia.

Impacto social y económico

La dimensión social se vincula con la calidad de vida, con el acceso equitativo al transporte, a la educación, a la salud y al trabajo decente que producen o pueden producir los proyectos y centrales de generación. La dimensión económica analiza el crecimiento económico, la creación de trabajo decente, el ambiente empresarial, etc.

El impacto social de la instalación puede determinarse a través de una combinación de análisis de los actores interesados, sus medios de subsistencia y las redes de personas que se verán potencialmente afectadas, en un proceso iterativo de comprensión de los cambios socioeconómicos, culturales y ambientales inducidos por la planta.

En general, el impacto económico y social están directamente relacionados, aunque en muchos casos se priorice la cuestión económica por encima de la social por intereses propios de sectores de poder. En relación con los ODS, ambos deben ser beneficiados a fin de lograr el progreso económico, social y tecnológico en consonancia con el respeto a la naturaleza.

Una forma de evaluar este impacto es a través de factores o componentes de evaluación, por ejemplo:

- Inversión infraestructura local fiable, sostenible, resiliente
- Aumento de producción local
- Acceso a la electricidad
- Inclusión social
- Impacto en turismo
- Mejora de eficiencia energética
- Empleo de mano de obra directa
- Empleo de mano de obra indirecta
- Demanda de personal calificado
- Afectación Calidad de vida
- Inversión infraestructura local

- Impacto en servicios públicos de energía
- Impacto en servicios públicos de transporte
- Impacto en el costo de la energía

Las centrales de gran potencia, como cualquier actividad de gran magnitud, en la que se requieren grandes inversiones para su construcción, generan impactos positivos económicos y sociales en cuanto a la cantidad de empleo directo e indirecto, inversión en infraestructura vial y servicios públicos.

Por otro lado, dependiendo del impacto ambiental que esté asociado a cada planta en particular, pueden ocasionarse graves consecuencias en actividades de turismo y comercial inmobiliaria que también repercuten en el crecimiento económico del lugar. Otro factor importante que suele impactar negativamente en las actividades mencionadas es el asociado a la logística de combustible, ya que en muchos casos donde el transporte se realice vía terrestre, la calidad de vida y el ánimo social suelen verse afectados. Por ejemplo, pueden presentarse dificultades y modificaciones de tránsito por la gran cantidad de camiones cisterna que deben circular diariamente para el abastecimiento de la central. A todo esto, podría sumarse también el negativo impacto visual que esto ocasiona y que en general se lo suele despreciar.

6.7. Resumen

Hemos visto hasta aquí las características principales de cada tipo de central, destacando las ventajas y desventajas técnicas, operativas, ambientales y socioeconómicas más importantes.

Para el despacho eléctrico presentan grandes ventajas, energía firme, velocidad de arranque, flexibilidad y ubicación. En cambio, desde el punto de vista ambiental, las emisiones gaseosas contaminantes a la atmosfera dependen principalmente del combustible utilizado y en menor medida de la eficiencia del ciclo. Sin embargo, los efluentes

líquidos, las vibraciones, calor y ruido están relacionados directamente con el ciclo termodinámico de la central.

Los costos de inversión, operación y mantenimiento están asociados al tamaño y complejidad de los sistemas auxiliares de la planta y de los principales equipos que estas requieren para funcionar (tratamiento y almacenamiento de combustible, bombas de agua, sistemas de refrigeración, sistemas de aire de combustión, tratamiento y evacuación de gases).

Como toda explotación energética, existen beneficios y perjuicios para la sociedad, el planeta y la red eléctrica. Buscar ventajas en solo una de estas dimensiones es ignorar las consecuencias negativas que generan las demás.

Bibliografía

- Buccholz y Happold. (1974). *Centrales y Redes Eléctricas*. Barcelona: Labor.
- CAMMESA. (2019). *Compañía administradora del mercado mayorista eléctrico S.A.*
Obtenido de <https://cammesaweb.cammesa.com/>
- CAMMESA. (2020). *Los Procedimientos*. Obtenido de
<https://cammesaweb.cammesa.com/los-procedimientos/>
- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico. (2022). *CAMMESA*.
Obtenido de <https://cammesaweb.cammesa.com/>
- ENARGAS. (s.f.). Obtenido de <https://www.enargas.gob.ar>
- ENRE. (2020). *Ente Nacional Regulador de la Electricidad*. Obtenido de
<https://www.argentina.gob.ar/enre>
- EPRI. (s.f.). *Stationary Battery Guide: Design, Application, and Maintenance, Revision 2 of TR-100248*. Palo Alto, California: EPRI.
- Fernandez, Á. L. (2000). *Centrales Eléctricas*. Barcelona: UPC.
- Gaffert, G. A. (1981). *Centrales de Vapor*. Barcelona: Reverté.
- Gerth, G. O. (s.f.). *Auxiliary System Planning, Volume 3*. Palo Alto, California: EPRI.
- IEEE Std 666. (1991). *Design Guide for Electric Power Service Systems for Generating Stations*. New York: IEEE.
- Reviere, J. (1960). Las grandes centrales termoeléctricas y sus sistemas eléctricos de servicios auxiliares. *Revista Electrotécnica*.
- Vázquez, J. R. (s.f.). *Centrales Eléctricas*. Barcelona: CEAC.
- Wärtsilä. (2020). *Wärtsilä generating sets*. Obtenido de
<https://www.wartsila.com/marine/build/engines-and-generating-sets/generating-sets/wartsila-gensets>

Capítulo 7

Centrales hidroeléctricas

La utilización de la energía hidroeléctrica se remonta a 3.500 años en el pasado, con el surgimiento de las primeras ruedas hidráulicas utilizadas para tareas de riego y gestión del agua. Las antiguas civilizaciones las empleaban para moler granos y para elevar el agua por encima del cauce de los ríos. Desde mediados del siglo XIX, la energía hídrica se convirtió en un factor decisivo para la creciente industrialización. En 1880, surgieron en Inglaterra las primeras plantas de energía hidroeléctrica. La construcción en Córdoba de la Usina Bamba en 1897 abrió el camino triunfal para el aprovechamiento industrial de la energía hidroeléctrica, la que se extendería luego a lo largo de Argentina.

La fuerza del agua en movimiento es uno de los recursos energéticos renovables más empleados. Más del veinte por ciento de la electricidad del mundo se origina en las centrales hidroeléctricas. La energía hidroeléctrica que se puede obtener en una zona depende de los cauces de agua y desniveles de esta, y existe, por lo tanto, una cantidad máxima de energía que puede obtenerse por este medio.

La energía cinética y potencial del agua se convierte en eléctrica mediante sucesivas transformaciones de energía. Para lograrlo se aprovecha un desnivel natural para conducir el fluido hacia una instalación situada más abajo. En ella se hace pasar el agua a gran presión por una turbina, provocando un movimiento rotatorio. A partir de la rotación de la turbina a la que se le acopla mecánicamente un generador eléctrico, la energía mecánica rotacional es convertida en energía eléctrica. En principio podría pensarse de una tecnología muy sencilla, pero para poder aprovechar el recurso a gran escala es necesario colocar una contención sobre el cauce para embalsar el agua y/o conducirla hasta la casa de máquinas donde posteriormente es transformada y devuelta al río. Esta contención, a la que se denomina presa, es el componente crítico que define las características operativas de la central,

la magnitud de la obra, los costos de inversión y el impacto ambiental de las mismas.

De la misma manera que fueron analizadas las centrales termoeléctricas en el capítulo anterior se analizarán las centrales hidroeléctricas, es decir, comenzando por una descripción general y principio de funcionamiento para luego describir sus características técnicas, el impacto ambiental, económico y social asociado a su construcción y funcionamiento.

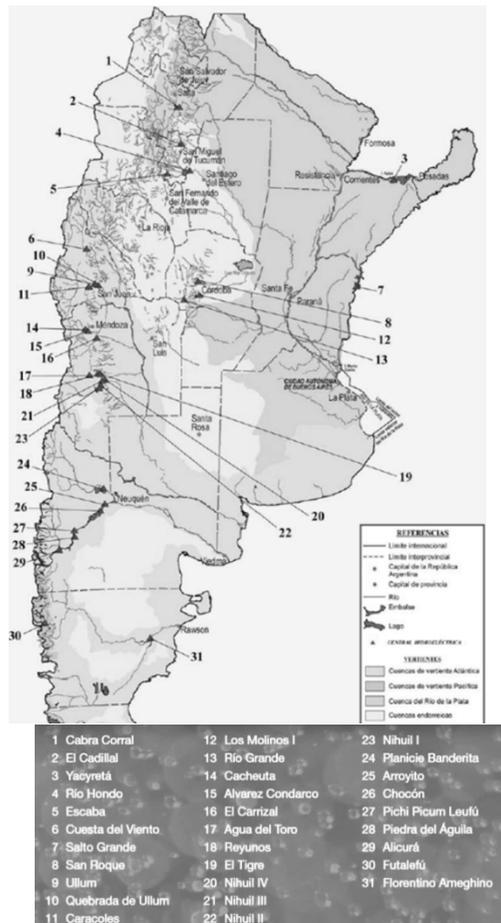


Fig. 7.1. Principales centrales hidroeléctricas argentinas.

7.1. Fundamentos teóricos

El principio fundamental del aprovechamiento hidráulico de un tramo de un río, se explica mediante la ayuda de la Figura 7.2. Entre las dos secciones transversales 1 y 2, con cotas Z_1 y Z_2 el río desciende por el cauce natural un desnivel $\Delta Z = Z_1 - Z_2$, con una velocidad tal que las perdidas hidráulicas entre 1 y 2 debidas a la rugosidad del lecho y a los remolinos. En efecto aplicando el teorema de Bernoulli entre 1 y 2 se obtiene: $H_{r1-2} = \Delta Z$.

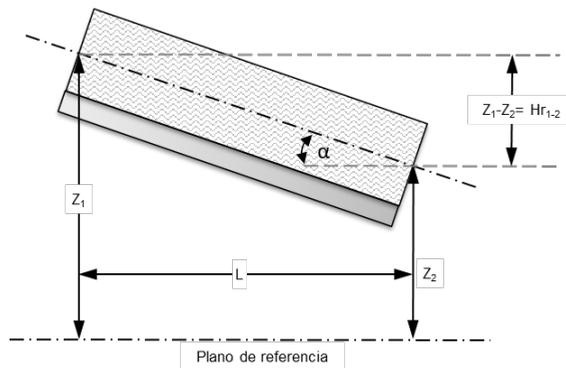


Fig. 7.2. Aprovechamiento Hidráulico de un Río.

Al interceptar la corriente con un dique o presa se establece una corriente no uniforme y una curva de remanso, como la que se muestra en la Figura 7.3.

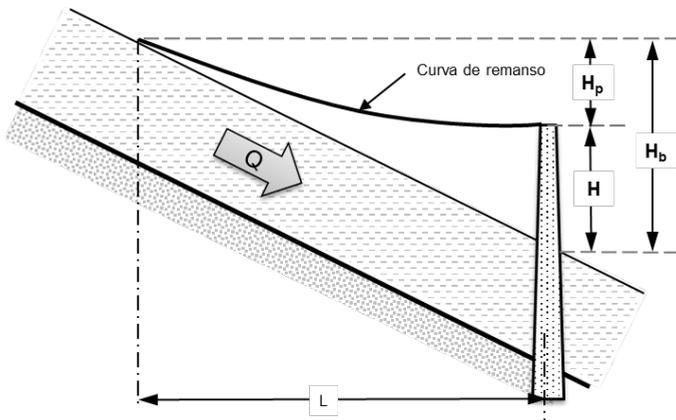


Fig. 7.3. Curva de remanso de una superficie libre de un río.

En este caso, H_b representa el desnivel o salto teóricamente utilizable; H el salto utilizado y H_p la altura perdida.

La potencia bruta, que representa el máximo teóricamente utilizable en un aprovechamiento hidráulico, es:

$$P = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_b$$

Donde H_b es la altura neta. Representa el desnivel entre la superficie del agua en el lugar de la toma para el aprovechamiento, y la superficie en el canal de descarga, la cual se determina mediante Bernoulli para cada caso.

$$H_b = \frac{p_E - p_S}{\rho \cdot g} + z_E - z_S + \frac{c_E^2 - c_S^2}{2g}$$

En la Figura 7.4 pueden apreciarse los términos de la ecuación que representan la energía a la entrada y a la salida de la instalación.

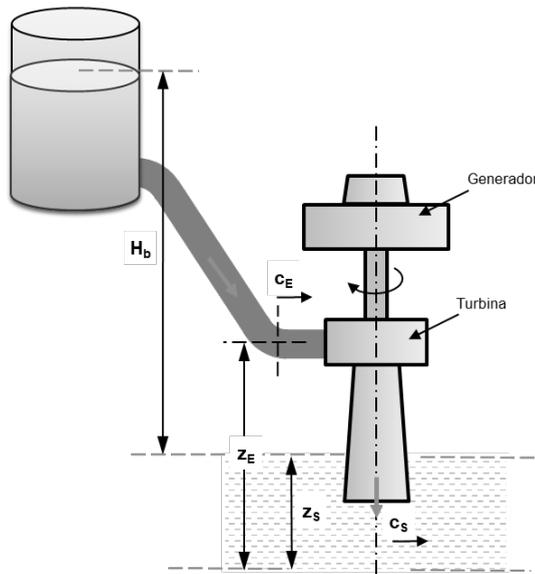


Fig. 7.4. Salto energético de una turbina hidráulica.

A partir de esto, la potencia neta puede ser calculada descontando todas las pérdidas mecánicas y de fricción que el fluido encuentre en su camino.

7.2. Componentes principales de la central

Los componentes principales de una central hidroeléctrica suelen dividirse en dos grupos. El primero está compuesto por las obras y equipamientos que tienen como función almacenar y encaminar el agua. Este grupo suele denominarse Presa. El segundo grupo está integrado por las instalaciones cuya misión es la obtención de energía eléctrica luego de las transformaciones de la energía. Este conjunto constituye la Central propiamente dicha y abarca: turbinas hidráulicas, alternadores, transformadores, sistemas eléctricos, medios auxiliares y cuadros de control.

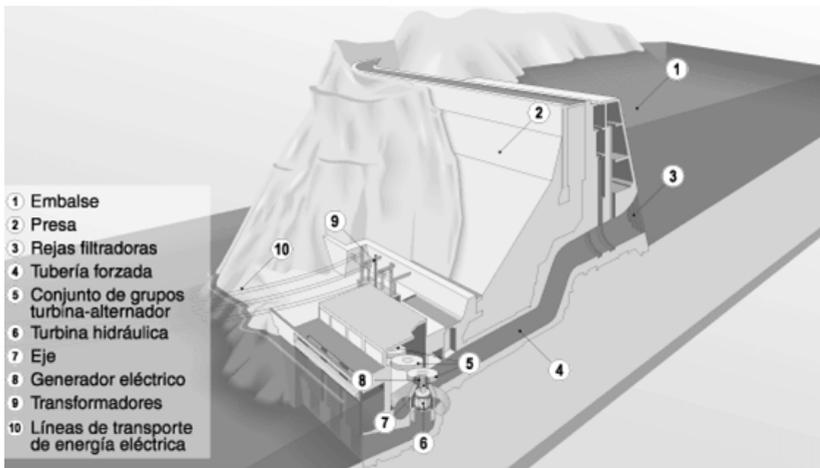


Fig. 7.5. Componentes principales de una central hidroeléctrica.

La presa es una estructura que sirve de barrera, impidiendo el curso del agua por sus cauces normales. Las presas tienen un doble propósito. En primer lugar, permiten la creación de un salto de agua y cuanto mayor sea la altura de éste, superiores serán las potencias logradas en la central nutrida por dicho salto. En segundo lugar, permite contar con un embalse con el fin de controlar el empleo del agua.

La toma de agua es el área de la obra donde se recoge el agua requerida para el accionar de las turbinas. Además de unas compuertas para regular la cantidad de agua que llega a las turbinas, poseen unas rejillas metálicas que impiden que los troncos, ramas, etc. puedan llegar

a los álabes y producir desperfectos. Las torres de toma son estructuras colocadas hacia el interior del embalse cuya función es tomar el agua.

El canal de derivación se utiliza para conducir agua desde la toma hasta las turbinas de la central. Generalmente es necesario hacer la entrada a las turbinas con conducción forzada, ya que el agua se desplaza por la acción de la presión y no por la pendiente. Es bastante normal evitar el canal y aplicar directamente unas tuberías forzadas a las tomas de agua de las presas.

7.2.1 Disposiciones

Como se describió anteriormente, la función de una central hidroeléctrica es utilizar la energía potencial del agua almacenada y convertirla, primero en energía mecánica y luego en eléctrica. Para almacenar y/o contener el agua es necesario disponer un sistema de captación de agua que provoque un desnivel (presa). Dependiendo las características del lugar, existen dos métodos para poder aprovechar el recurso: desviar la corriente de agua o interceptarlo. Además, surgen múltiples variantes según la ubicación de la presa, canales, casa de máquinas y tubería de desagüe.

Analizaremos a continuación algunas de las disposiciones más utilizados en la práctica.

Canal de derivación, tubería de presión y canal de restitución

En la primera disposición que se indica en la Figura 7.6 la central se ubica aguas debajo de la presa. El salto de agua es producido por una presa y luego conducida hasta la toma de agua por un canal de derivación de menor pendiente. En la toma se produce un aumento de presión, el agua ingresa a la tubería de presión y es conducida hasta las turbinas. Posteriormente, a la salida de las turbinas, el agua es devuelta al río pasando previamente por un canal de desagüe o restitución.

El ejemplo mostrado en la Figura 7.6 corresponde a la central hidroeléctrica Alicurá que se encuentra ubicada en la región Comahue, en el límite de las provincias de Neuquén y Río Negro, cuya construcción fue finalizada en el año 1985.

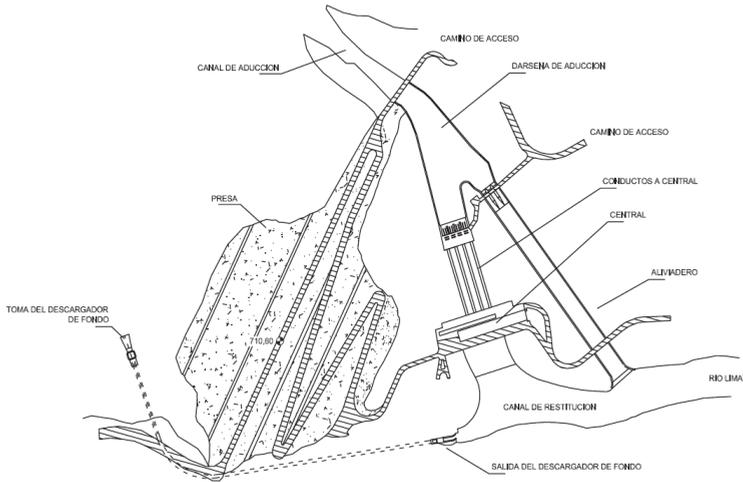


Fig. 7.6. Esquema de planta del complejo Alicurá⁶¹.

Toma en la presa, tubería de presión y canal de restitución

La segunda disposición no posee canal de derivación. El agua ingresa a una tubería de presión directamente en la presa permitiendo aprovechar todo el volumen de agua almacenado entre el nivel máximo de la presa y el nivel mínimo de la toma. El salto de agua se produce en la tubería de presión y para amortiguar los golpes de ariete se coloca una "chimenea de equilibrio", la cual se desarrollará más adelante.

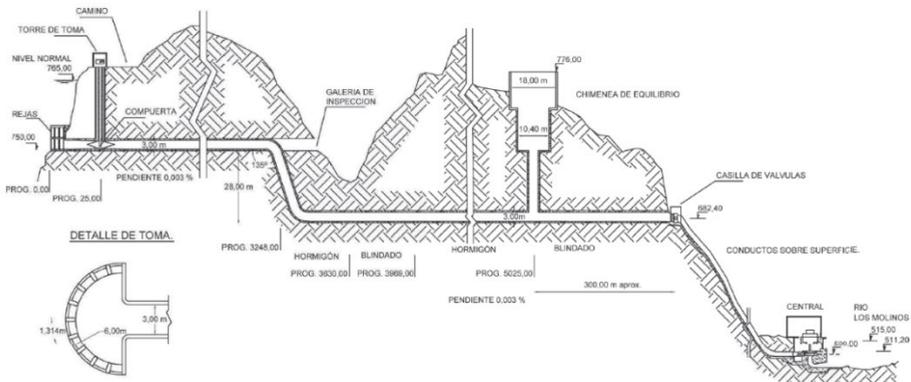


Fig. 7.7. Corte esquemático de complejo Los Molinos I

⁶¹ Inventario de Presas y Centrales Hidroeléctricas de la República Argentina, Subsecretaría de Recursos Hídricos, Tomo IV.

Sin canal de derivación, sin canal de desagüe

El salto de agua es producido por la presa. La tubería de presión se encuentra en pie de presa, por lo cual no posee canal de derivación. El agua pasa por las turbinas y es devuelta directamente al río sin pasar por un canal de desagüe.

Los Reyunos es una represa argentina alimentada por el río Diamante, forma un lago que lleva su mismo nombre y se encuentra ubicada en el departamento San Rafael, provincia de Mendoza, Argentina a 35 km de la ciudad homónima. En la Figura 7.8 puede verse la toma superior de la central, la conducción hacia la central ubicada sobre el río aguas abajo.

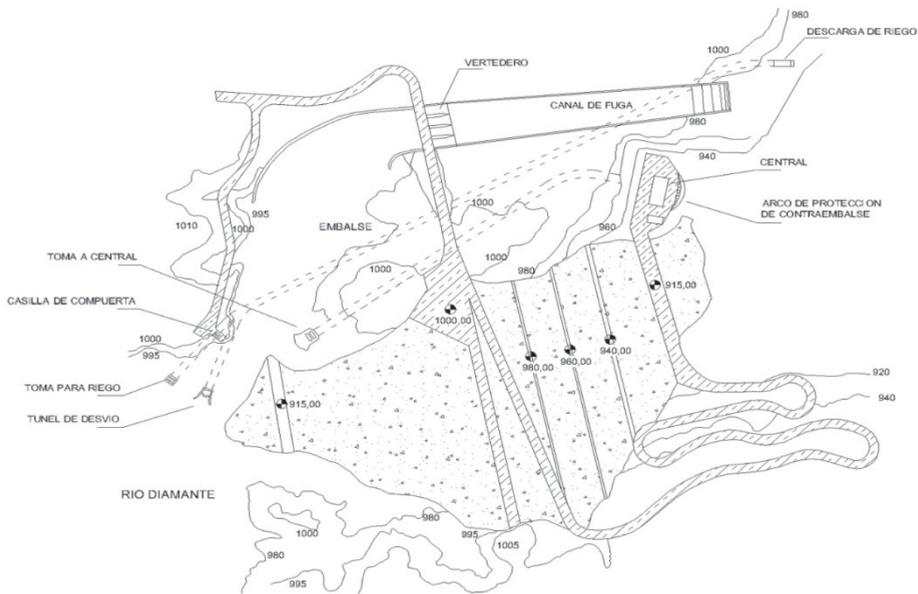


Fig. 7.8. Esquema de planta de presa Los Reyunos⁶².

Sin canal de derivación – sin canal de desagüe – sin tubería de presión

Las centrales de pie de presa no poseen canal de derivación, tampoco tubería de presión ni canal de desagüe. La central se encuentra

⁶² Inventario de Presas y Centrales Hidroeléctricas de la República Argentina, Subsecretaría de Recursos Hídricos, Tomo II.

en la propia presa y como provocan pequeños saltos de agua se las denomina "De pasada".

El mejor ejemplo de este tipo de central corresponde al complejo binacional Yacyretá. La presa Yacyretá se encuentra ubicada en la región Noreste (NOE) de la República Argentina en el límite con Paraguay, en la provincia de Corrientes, en la cuenca del Río Paraná. La central posee 20 turbinas Kaplan, con una potencia unitaria de 154 MW y una generación promedio anual de 21000,00 GWh.

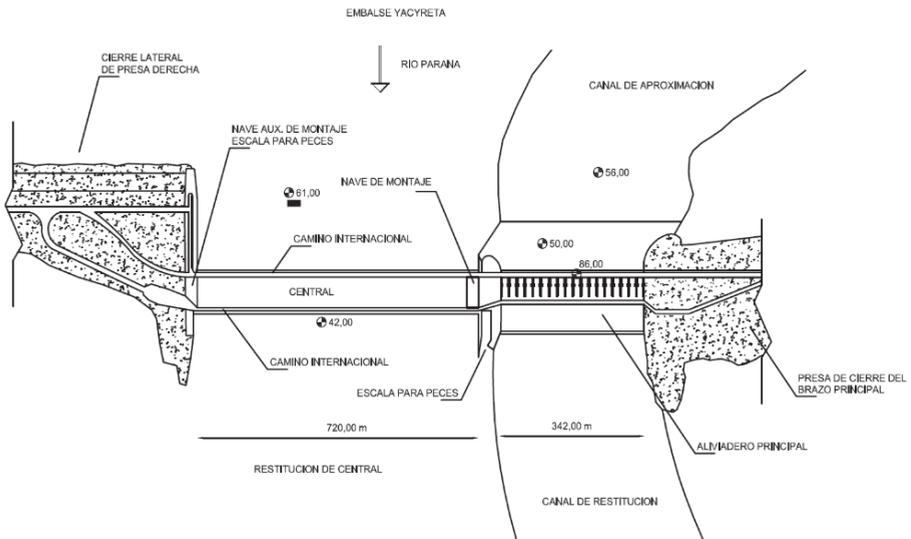


Fig. 7.9. Esquema de planta del complejo binacional Yacyretá⁶³.

7.3. Turbinas

Las turbinas hidráulicas son el elemento fundamental para el aprovechamiento de la energía en las centrales hidráulicas. Convierten la energía potencial del agua en energía mecánica que accionará el rotor del alternador. Esta energía hidráulica debe tomarse como suma de los tres términos que componen la ecuación de Bernoulli, es decir, el correspondiente a la cota geométrica, el término de presión y el de energía cinética.

⁶³ Inventario de Presas y Centrales Hidroeléctricas de la República Argentina, Subsecretaría de Recursos Hídricos, Tomo IV.

Tomando como altura de referencia la cota de entrada del agua a la turbina, el término de altura geométrica desaparece, quedando solo los términos de energía cinética y presión. Esto permite efectuar la primera clasificación de las turbinas hidráulicas en dos categorías fundamentales:

- Turbinas de acción (impulso): el agua sale del distribuidor a presión atmosférica y llega al rodete con la misma presión. Toda la energía potencial del salto se transforma en energía cinética.
- Turbinas de reacción: el agua sale del distribuidor con una presión que va disminuyendo a medida que el agua atraviesa los alabes del rodete. El agua circula a presión en el distribuidor y rodete, por lo tanto, la energía potencial del salto se transforma parte en cinética y otra en energía de presión.

Según la dirección de entrada del agua en la turbina se clasifican en:

- Axiales (Kaplan, hélice): el agua entra paralelamente al eje
- Radiales (Francis): el agua entra perpendicular al eje
- Tangenciales (Pelton): el agua entra lateral o tangencialmente contra las cucharas del rodete.

Francis

En la turbina Francis el agua a presión es llevada a una cámara espiral en forma de caracol, cuya misión es repartir el caudal por toda la periferia del rodete.

Una serie de álabes fijos se encargan de canalizar correctamente el flujo de agua. Entre esta hilera de álabes fijos y el rodete se encuentra una segunda fila de alabes móviles o palas directrices que constituyen lo que se denomina el anillo distribuidor. Este distribuidor permite regular el caudal de la turbina sin que las venas líquidas sufran desviaciones bruscas o contracciones, permitiendo un rendimiento elevado incluso con cargas reducidas. Estos alabes móviles pueden girar alrededor de un eje paralelo al eje de la máquina, y el movimiento de cierre es simultáneo para todos ellos. Esto se consigue articulándolos individualmente mediante bielas a un único tambor circular que es accionado por un motor hidráulico.



Fig. 7.10. Vista interior de cámara espiral. Central Alicurá⁶⁴.

Kaplan

Las turbinas Kaplan responden a la necesidad de aprovechar saltos de gran caudal y poca altura, y a pesar de ser más caras que las turbinas Francis, tienen la ventaja de que a igualdad de caudal permiten un número de revoluciones mayor y por tanto la utilización de un alternador más económico.

Están constituidas por una hélice de pocos álabes y gran sección de paso entre ellos. El agua entra al rodete desde una cámara espiral con distribuidor regulable análogo al de las turbinas Francis, pero los álabes están situados a una altura relativamente menor, de modo que el flujo es prácticamente axial.

⁶⁴ Inventario de Presas y Centrales Hidroeléctricas de la República Argentina, Subsecretaría de Recursos Hídricos, Tomo IV.

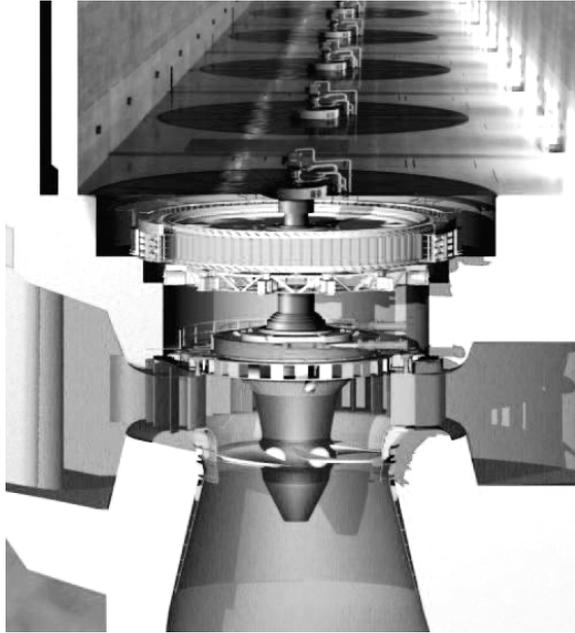


Fig. 7.11. Corte esquemático de la central Yacyretá ⁶⁵.

Pelton

La turbina Pelton está formada por una rueda móvil provista de aletas o cucharas en su periferia sobre las cuales incide el chorro de agua a la presión atmosférica. Este chorro sale de un inyector fijo en el cual la regulación se efectúa variando la posición de la aguja que obtura más o menos el orificio de salida. El chorro de agua incide en la arista central de las cucharas y se divide en dos partes que salen despedidas lateralmente, para caer después al canal de fuga.

Para caudales mayores pueden disponerse varias toberas (hasta seis) en diversas posiciones del rodete. Este tipo de turbina tiene un excelente rendimiento porque la velocidad residual, o mejor, la componente de esta sobre un plano perpendicular al eje de la rueda es muy pequeña. Se utiliza normalmente en saltos de gran altura y con caudales relativamente pequeños respecto al salto.

⁶⁵ Inventario de Presas y Centrales Hidroeléctricas de la República Argentina, Subsecretaría de Recursos Hídricos, Tomo IV.

Velocidad específica

Todas las turbinas hidráulicas geoméricamente semejantes tienen el mismo número específico de revoluciones "n", siempre que se considere el mismo fluido y se suponga, en todas ellas, el mismo rendimiento.

$$n_s = n \cdot P^{\frac{1}{2}} \cdot H^{-\frac{5}{4}}$$

Consideraciones:

- A cada geometría del rodete le corresponde un η_s .
- Una turbomáquina hidráulica tiene un campo de funcionamiento, verificándose:
 - A cada punto de funcionamiento le corresponde un η_s .
 - Al punto de funcionamiento nominal (generalmente el de η_{optimo}) le corresponde el η_s característico.
- De todas las turbomáquinas hidráulicas de una serie caracterizada por la misma geometría (el mismo n_s) se puede concebir una cuya potencia sea de 1 CV bajo un salto de 1 m.

Expresión de η_s en función del caudal:

$$n_q = n \cdot Q^{\frac{1}{2}} \cdot H^{-\frac{3}{4}}$$

A partir de la velocidad específica se clasifican las turbinas hidráulicas determinando distintas zonas de funcionamiento como puede verse en la tabla 7.1.

Tabla 6.1. Número específico de revoluciones de turbinas

| TIPO DE TURBINA | | n_s | n_q | H_{max} (m) |
|-----------------|--------|----------|---------|----------------------|
| Pelton (1) | | 20-30 | 6-9 | 550 |
| Francis | Lenta | 55-125 | 18-38 | 350-150 |
| | Normal | 125-175 | 38-53 | 150-120 |
| | | 175-225 | 53-68 | 120-80 |
| | Rápida | 225-350 | 68-105 | 80-35 |
| 350-450 | | 105-135 | 35-20 | |
| Kaplan | | 350-600 | 135-180 | 20-18 |
| | | 600-800 | 180-240 | 18-12 |
| | | 800-1000 | 240-300 | 12-5 |

Zonas de funcionamiento

De acuerdo con el salto neto y el caudal teórico turbinable es posible seleccionar el tipo de turbina. En la figura 7.12 se representan las áreas o zonas de utilización de los distintos tipos de turbinas hidráulicas en función del salto (H) y del caudal turbinable (Q).

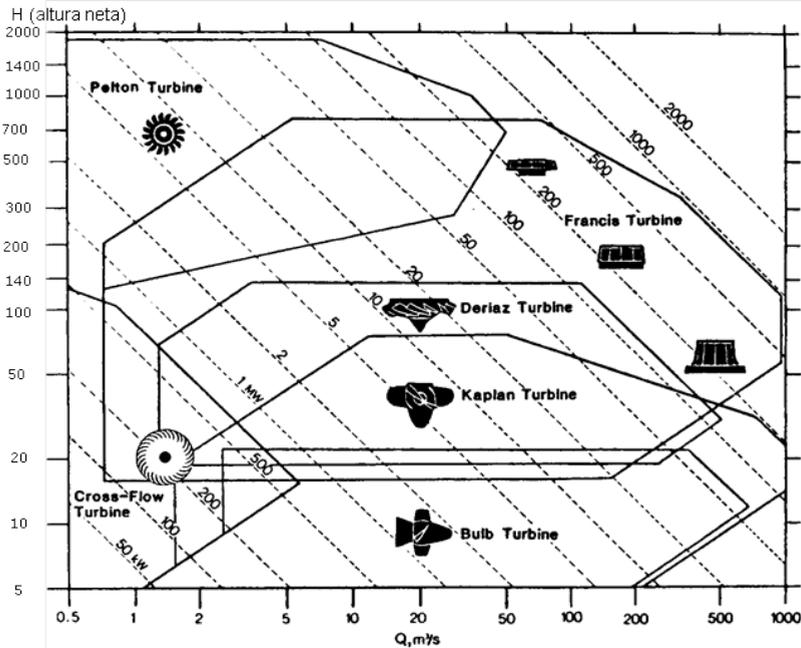


Fig. 7.12. Zonas de funcionamiento de turbinas hidráulicas.

7.4. Presas

Una presa es una estructura cuya función es servir de barrera, impidiendo el curso del agua por sus cauces normales. Su disposición está condicionada al relieve del lugar de emplazamiento.

La construcción de una presa, sobre el cauce del río y transversalmente a éste, origina un estancamiento de agua y consecuentemente la creación de un salto de agua. Un pantano artificial es un embalse o lago artificial surgido a partir de la utilización de la presa como depósito de agua.

Todo tipo de aprovechamiento hidráulico requiere los cuatro tipos de obras siguientes:

- Obras de retención (presas).
- Obras de toma de agua.
- Obras de derivación (canal o conducto cerrado).
- Obras de la central.

7.4.1 Clasificación

Según altura neta

Esta clasificación es muy importante porque el salto más que ninguna otra característica determina el tipo de las instalaciones del aprovechamiento hidroeléctrico (presa, canal de derivación, conducto forzado, central, turbinas).

Aunque las centrales hidroeléctricas de gran altura suelen presentar características totalmente diversas de las de pequeña altura, es prácticamente imposible establecer una línea divisoria entre ambas; lo más corriente es añadir una clase intermedia, los saltos de mediana altura, y establecer unos intervalos fijos, aunque convencionales, útiles para los fines estadísticos.

Una clasificación que ha sido adoptada por varios autores define tres categorías de altura:

- *Saltos de pequeña altura:* $H \leq 14,99$ m. Terreno: llano o suavemente ondulado. Tipo de embalse: sin embalse o con reserva diurna a través del río mismo y compuertas móviles, que se bajan en las crecidas, para evitar las inundaciones aguas arriba. Alimentación de agua a la central: directa a la central (centrales de agua fluyente, central-presa) o con canal de derivación (todo al aire libre, sin tubería forzada). Construcción del salto: canal de entrada-sala de máquinas-subestructura; centrales con frecuencia construidas en ríos navegables, debiendo instalarse algunas veces esclusas, que permiten a los barcos salvar el desnivel creado por la presa. Tipo de turbina: Kaplan, Francis.

- Saltos de mediana altura: $15 \leq H \leq 49.99 \text{ m}$

SALTO GRANDE

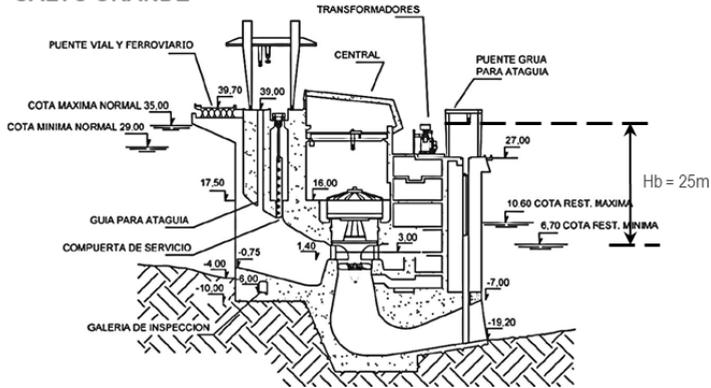


Fig. 7.13. Ejemplo de central con salto de mediana altura.

- Saltos de gran altura: $H \geq 50 \text{ m}$. Terreno: montañoso (centrales de alta montaña). Alimentación de agua a la central: canal de derivación o túnel y tubería forzada (a veces centrales de pie de presa). Estos saltos se caracterizan por sus conductos de derivación de gran longitud (varios kms.). Tipo de turbina: Francis lenta, Pelton

ALICURÁ

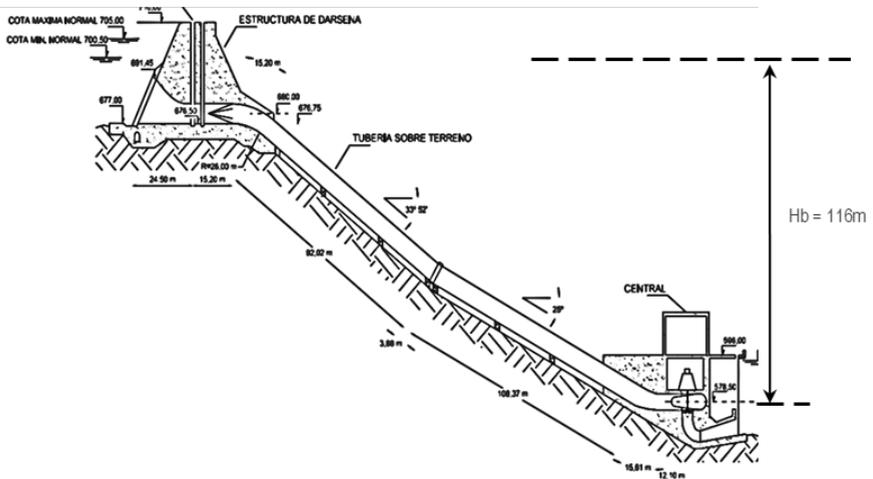


Fig. 7.13. Ejemplo de central con salto de mediana altura.

Según capacidad del embalse

Una central de pasada es aquella en la que no existe una acumulación apreciable de agua corriente arriba de las turbinas. En una central de este tipo las turbinas deben aceptar todo el caudal disponible del río "como viene", con sus variaciones de estación en estación.

Son centrales con poca o sin capacidad de embalse que, a los efectos de la programación y el despacho del MEM, se considerarán generando el caudal entrante medio, diario o semanal según corresponda a su capacidad de embalse.

Las centrales de agua embalsada aprovechan la diferencia de elevación entre un embalse y una central hidroeléctrica situada por debajo. Como ya se mencionó anteriormente, el agua fluye a través de unos túneles o tuberías hasta alcanzar las tuberías de la central ubicada en el valle. Esta capacidad para regular la cantidad de agua que pasa por las turbinas permite cubrir eficientemente las horas punta del despacho de carga diario.

De acuerdo con la capacidad de almacenamiento del agua, se las clasifica en⁶⁶:

1. Capacidad Estacional:

Son las centrales de mayor capacidad de embalse MEM con posibilidades de realizar por lo menos regulación estacional, o sea transferir energía como volumen embalsado entre períodos de tres o más meses. En consecuencia, su operación puede afectar significativamente el resultado económico del MEM a mediano y largo plazo.

Para pertenecer a esta categoría, una central hidroeléctrica deberá reunir como mínimo las siguientes condiciones:

- La Potencia Instalada no debe ser inferior al 4% de la demanda pico anual prevista para el MEM.
- El volumen útil debe representar por lo menos 25 días de generación a carga máxima, o sea días de erogación al máximo caudal turbinable.

⁶⁶ Los procedimientos - Anexo 22: Programación y despacho de centrales hidroeléctricas.

- No presentan restricciones aguas abajo que afecten su despacho a nivel diario y horario.

En lo que hace a su despacho diario y horario no deben presentar prácticamente restricciones operativas por restricciones hidráulicas, ya que de existir requerimientos cuentan con un dique compensador u otro tipo de embalse aguas abajo que actúa como regulador de sus descargas. De tratarse de embalses de usos múltiples, su operación a mediano y largo plazo quedará condicionada por los compromisos aguas abajo (control de crecidas, riego, consumo de agua potable, navegación, etc.).

2. Capacidad Mensual:

Son aquellas centrales que, no perteneciendo a la categoría de capacidad estacional, cuentan con una potencia instalada significativa respecto a la demanda total del MEM y con suficiente capacidad de embalse en relación con su energía firme como para permitir por lo menos una regulación mensual, o sea que pueden transferir agua entre las distintas semanas de un mes. Por lo tanto, su operación puede afectar significativamente el resultado económico del MEM de una semana respecto a otra.

Se trata de centrales empuntables, sin restricciones importantes a su despacho diario y horario, ya sea por contar con un dique compensador u otro tipo de embalse que actúe como regulador aguas abajo, o por no tener requerimientos significativos aguas abajo.

Para pertenecer a esta categoría, una central hidroeléctrica deberá cumplir por lo menos con las siguientes condiciones:

- No cumplir las condiciones para clasificar como central de capacidad estacional.
- La potencia instalada no debe ser inferior al 1,5% de la demanda pico anual prevista para MEM.
- En condiciones de año medio, debe ser empuntable por lo menos el 50% de su energía despachada.
- El volumen útil debe representar por lo menos 5 días de generación a carga máxima, o sea días de erogación del máximo caudal turbinable.

3. Capacidad Semanal:

Son aquellas centrales que, a pesar de tener una capacidad de embalse limitada, tienen posibilidades de realizar por lo menos regulación semanal, o sea transferir agua dentro de la semana entre distintos tipos de días. Como consecuencia, su operación puede afectar la evolución de los precios diarios del Mercado.

Sus requerimientos aguas abajo determinarán su flexibilidad al despacho, definiendo qué parte de su oferta de energía se puede considerar empuntable, debiéndose ubicar el resto en la base.

Para pertenecer a esta categoría, una central hidroeléctrica deberá cumplir por lo menos con las siguientes condiciones:

- No cumplir las condiciones de central de capacidad mensual.
- La P Instalada no debe ser inferior al 1% de la demanda pico anual prevista para el MEM.
- En condiciones de año medio, debe ser empuntable por lo menos el 20% de su energía despachada.
- El volumen útil debe representar por lo menos 2 días de generación a carga máxima, o sea días de erogación del máximo caudal turbinable.

4. Pasada

Son centrales con poca o sin capacidad de embalse que, a los efectos de la programación y el despacho del MEM a realizar por el OED, se considerarán generando el caudal entrante medio, diario o semanal según corresponda a su capacidad de embalse.

Según materiales empleados⁶⁷

Las presas pueden clasificarse de acuerdo con el material con el que está construidas en presas de materiales sueltos cuya impermeabilidad se consigue por apisonamiento o sedimentación, y presas de hormigón.

⁶⁷ <https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/orsep-masde10a.pdf>

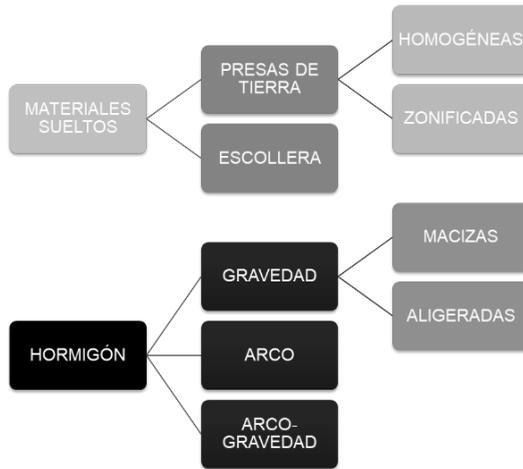


Fig. 7.14. Clasificación de las presas de acuerdo con el material empleado.

1. Presas de materiales sueltos

Son presas de materiales sueltos en las que materiales naturales son colocados mediante procedimiento de compactación. En su composición intervienen piedras, gravas, arenas, limos y arcillas.

Tiene gran base y poca altura, y están constituidos por materiales de diversas características, algunos de los cuales tienen una misión estructural y otros impermeabilizante.

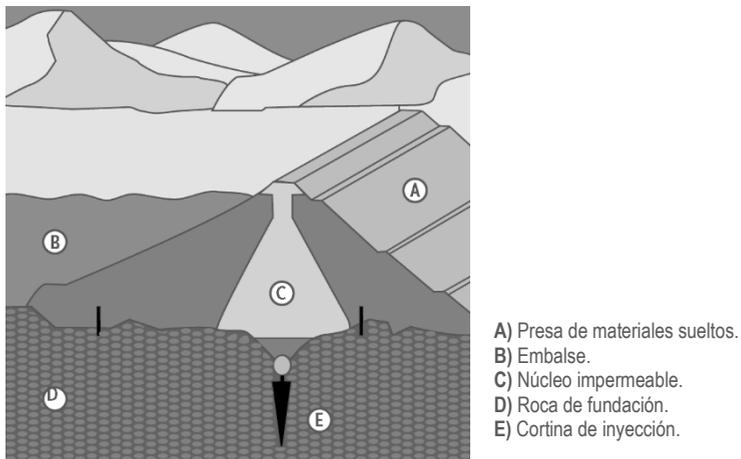


Fig. 7.15. Esquema de presa de materiales sueltos.

2. Presas de Gravedad

El par de vuelco producido por el empuje de las aguas se ve compensado por el par antagonista de la reacción que el suelo ejerce sobre la presa. Su estabilidad está confiada a su propio peso y el esfuerzo del terreno sobre el que se apoya.

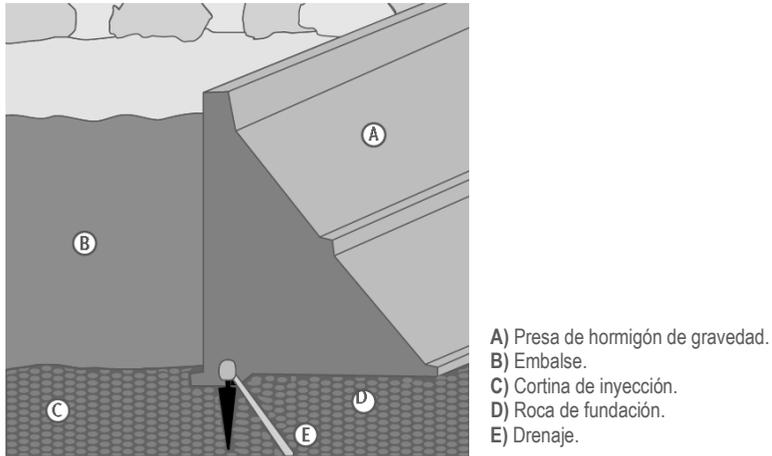


Fig. 7.16. Esquema de presa de gravedad.

Las presas de gravedad se dividen en dos grupos: las Macizas, que están formadas por grandes masas de concreto y requieren un terreno de base muy consistente.

En las Aligeradas o de Contrafuertes se reemplaza la utilización de hormigón en grandes masas por un cuerpo resistente más liviano integrado por elementos estructurales tales como columnas, losas y vigas.

3. Presas de Arco

Se basan en transmitir el esfuerzo debido al empuje del agua hacia las laderas del valle, para lo cual la presa debe estar dotada de una cierta curvatura que transmita la componente horizontal del empuje hacia los laterales del valle como se indica en la figura que se muestra a continuación.

Generalmente se construye esta presa cuando se trata de valles angostos cuyas laderas están constituidas por terreno rocoso de buena calidad.

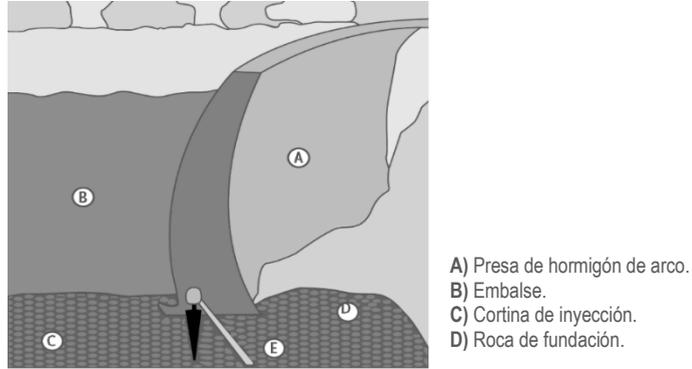


Fig. 7.17. Esquema de presa de arco.

Coronamiento

Es la zona más elevada de la obra y está constituida por caminos abordables para personas y vehículos de la presa. Funciona como un asentamiento de diferentes maquinarias. Puede que la coronación de una presa no termina sobre las laderas del río en que se funda, sino que se encuentre a una cota superior respecto de la horizontalidad del terreno, con el objetivo de lograr el salto de embalse deseado. La contención del agua se alcanza mediante la construcción de diques.

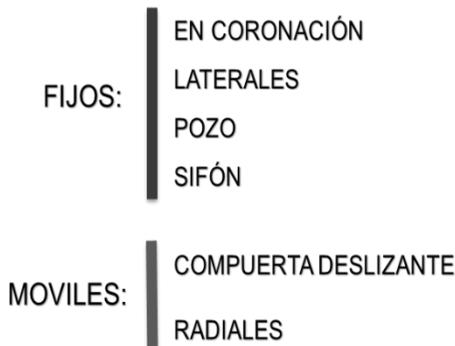


Fig. 7.18. Imagen de coronamiento sobre presa.

7.5. Aliviaderos

Se trata de desagües por los que se encauza el agua, cuando las grandes crecidas originan que la misma desborde las presas. Los aliviaderos protegen la presa contra la erosión y el arrastre y normalmente permiten regular la cantidad de agua derramada.

El aliviadero es un elemento de seguridad previsto para evacuar el caudal máximo de crecida, evitando de este modo que se produzcan inundaciones en la presa y en el lugar. En las presas de tierra es particularmente importante que la capacidad de descarga del aliviadero sea suficientemente amplia, ya que si las aguas de las riadas pasasen sobre su coronación las presas podrían ser seriamente dañadas e incluso destruidas.



7.5.1 Aliviaderos fijos

Vertederos en coronación

Estos aliviaderos tienen la característica de integrar la propia presa, por medio de orificios situados en la coronación. A través de estos vertederos se logra un importante efecto rebosadero con poca altura de lámina, debido a que se aprovecha la máxima longitud posible de aquella.

Las aberturas están dispuestas simétricamente respecto del eje vertical de la presa, con el propósito de lograr que el efecto del agua sea uniforme y equilibrado sobre el paramento de aguas abajo. Los saltos de esquí o trampolines de lanzamiento son las formas de las

desembocaduras de los vertederos que arrojan el agua. La función de estos saltos es tratar de que las acciones del agua sean mínimas o nulas para evitar erosiones.



Fig. 7.19. Imagen de aliviadero fijo en coronación.

Vertedero lateral

Consisten en una o dos aberturas en el lateral de la coronación de la presa. Su colocación permite la instalación de la central o de otros equipos en el paramento de aguas abajo.

La ventaja de esta disposición consiste en dejar libre la parte central de la presa, al pie de la cual puede construirse la central.

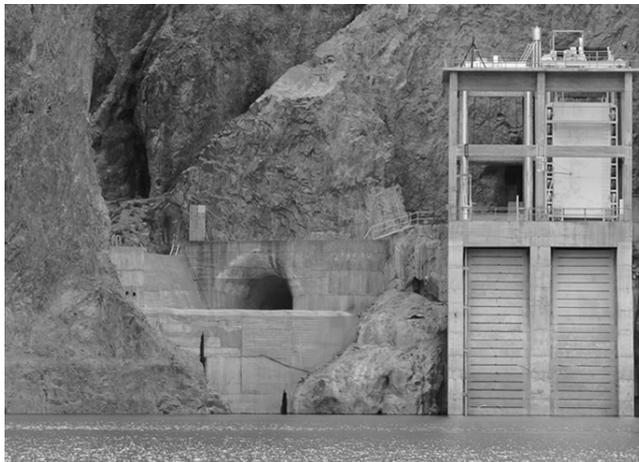


Fig. 7.20. Imagen de aliviadero lateral, central Florentino Ameghino.

Vertedero tipo pozo

El esquema de este tipo de aliviadero puede verse en la Figura 7.21, consiste generalmente en una sección circular que vierte en un pozo, que comunica con el canal de salida por una galería. En algunas centrales el pozo y la galería han sido excavados en roca.



Fig. 7.21. Imagen de aliviadero tipo pozo, central El Cadillal.

Vertedero tipo sifón:

Constan de uno o varios sifones, que comunican en el extremo superior con el nivel de aguas arriba, y en el extremo inferior con el nivel de aguas abajo del canal de salida. Son de cebado automático: cuando el nivel de agua en el embalse llega a la cresta interior del sifón empieza el agua a fluir, se corta la comunicación con la atmósfera, simultáneamente el aire dentro del sifón comienza a ser barrido por la corriente de agua, y con el vacío parcial aumenta el caudal; recíprocamente al aumentar el caudal se incrementa la evacuación de aire, hasta que rápidamente el sifón se descarga completamente lleno.

7.5.2 Aliviaderos móviles

Se denomina compuerta a cualquier dispositivo capacitado para detener, permitir el libre paso, o regular las masas de agua que se aproximan a una abertura, sumergida o no, o que transitan por un conducto abierto o cerrado.

Las compuertas reciben el nombre de presas móviles, cuando para almacenar el agua que transita por un cauce solo se utilizan dichas compuertas como únicos medios de retención.

En las compuertas no deben producirse vibraciones, sea cual sea la apertura y la presión a la que está sujeta. Además, deben tener la capacidad de abrirse y cerrarse a la mayor velocidad posible.

Compuertas deslizantes

Estas compuertas están formadas por un tablero de superficie plana, y en ellas los sentidos de desplazamiento se realizan según el plano vertical o levemente inclinado al umbral de la abertura o al conducto respectivo, a través de maquinarias de tracción que actúan en el mismo plano.

Todos los tipos de compuertas que integran esta categoría poseen mecanismos de rodadura, con el objetivo de disminuir los esfuerzos requeridos para su accionar.



Fig. 7.22. Imagen de compuerta deslizante.

Compuertas radiales

Las compuertas radiales, también conocidas como "Taintor", de segmento o sector, produce la apertura a través de un movimiento de rotación con respecto a un centro de giro fijo.

Esta clase de compuertas cumplen su función, principalmente, en aliviaderos de superficie, túneles aliviaderos y en el área de obturación de aguas debajo de los desagües de fondo y medio fondo.

Los desplazamientos de estas compuertas se logran por una duplicidad de equipos, por lo que se requieren esfuerzos mínimos para lograrlos. Estos equipos se ubican simétricamente respecto del eje vertical de la compuerta, y cada uno de ellos funciona sobre su extremo correspondiente, en total concordancia con el del extremo contrario.



Fig. 7.23. Imagen de compuerta radial.

Las compuertas radiales se componen de los siguientes elementos principales:

- Tablero
- Brazos.
- Ejes de giro.
- Hierros fijos.
- Dispositivo de accionamiento

7.6. Tuberías de presión

Se trata de conducciones forzadas, como consecuencia de las altas presiones en la totalidad de su superficie, por encontrarse repletas de agua, y desplazarse ésta por la acción de la presión y no por la pendiente. La función de las tuberías es la conducción del agua directamente desde el punto de alimentación hasta las turbinas ubicadas en la central.

La construcción de estas tuberías puede ser de acero o de hormigón armado. Cuando las tuberías mecánicas pertenecen a saltos de poca altura, su espesor y diámetro suelen ser constantes; si se trata de saltos de media y gran altura, el diámetro de estas se reduce progresivamente y el espesor aumenta de igual manera.

La colocación de las tuberías puede llevarse a cabo al aire libre o recubiertas de hormigón. En la primera opción, las tuberías están colocadas sobre apoyos fijos o rodillos. El segundo caso, es característico de tuberías sumergidas, total o parcialmente, en zanjas del terreno. En este caso, las tuberías se utilizan para alimentar turbinas instaladas en centrales subterráneas en zonas rocosas consolidadas.

7.6.1 Disposición directa

La primera disposición que se muestra en la figura 7.31, se adopta cuando la unión del embalse o cámara de presión puede hacerse mediante una línea de gran pendiente y longitud relativamente pequeña.

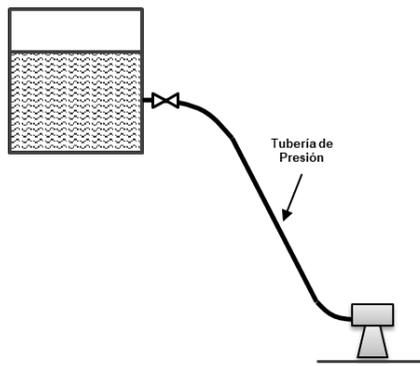


Fig. 7.24. Tubería de presión directa.

7.6.2 Disposición con chimenea de equilibrio

La segunda disposición se adopta cuando la unión del embalse queda muy alejada de la turbina. La unión directa de ambos elementos por la tubería forzada haría que esta quedara expuesta a sobrepresiones provocados por golpes de ariete.

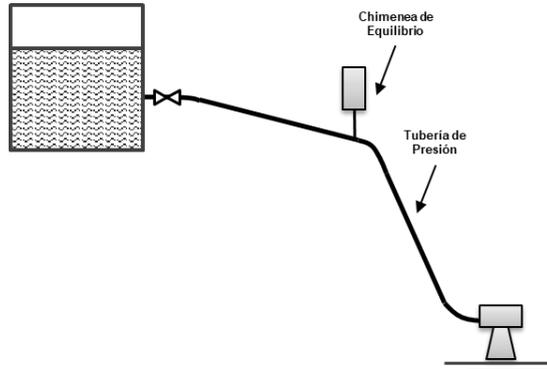


Fig. 7.25. Salto de agua con chimenea de equilibrio.

7.7. Chimeneas de equilibrio

Estos dispositivos también se conocen como cámaras de presión, tanques de equilibrio o depósitos de compensación.

Su función primordial es menguar, al máximo, las consecuencias perjudiciales que originan los golpes de ariete. Se denomina golpe de ariete a los fenómenos de elevación o disminución de la presión provocados por el cierre o apertura rápida de las válvulas en las instalaciones hidráulicas.

Esta sobrepresión (positiva o negativa) depende de los siguientes factores:

- Dimensiones de la tubería: Longitud, diámetro, espesor.
- Material de la tubería: Hormigón, acero.
- Velocidad del agua en la tubería.
- Característica de variación de velocidad en el proceso de regulación.
- Tiempo de apertura y cierre de los órganos de regulación.

Cuando la carga que entrega la turbina disminuye bruscamente, el regulador automático de la turbina cierra la admisión de agua, y los efectos de inercia de ésta provocan un golpe de ariete positivo. Cuando la carga aumenta, ésta demanda más agua y el regulador abre la admisión, provocando un golpe de inercia negativo, o sea, una depresión brusca en la tubería, sobre todo, cerca de la cámara de presión de la turbina. Para evitar estos inconvenientes se disponen en estas tuberías depósitos de compensación.

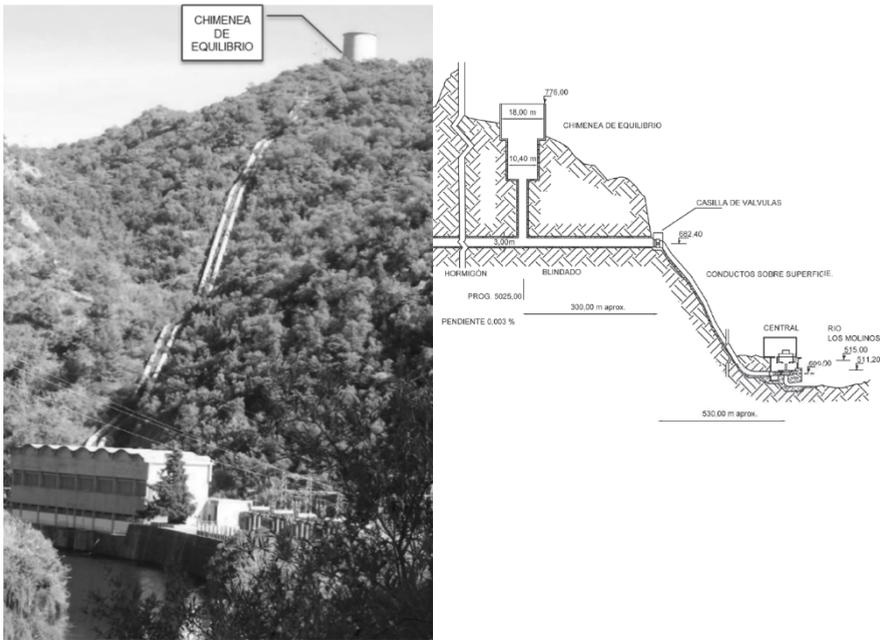


Fig. 7.26. Chimenea de equilibrio, central Los Molinos I.

7.8. Desagües de fondo

Se conocen también como desagües del embalse, y su función es controlar y regular la salida del agua. Los desagües de fondo están integrados por una o más conducciones que traspasan la estructura entre paramentos. Cada conducto cuenta con válvulas de regulación de caudales.

Los desagües de fondo se ubican en la zona central de la presa, en las cercanías de la cimentación y sirven como medios de seguridad para el agotado del embalse.

Los desagües de medio fondo o desagües intermedios sirven para asistir a los aliviaderos de superficie y para controlar el nivel de embalse. Están situados a media altura de la presa y en los laterales de ésta.

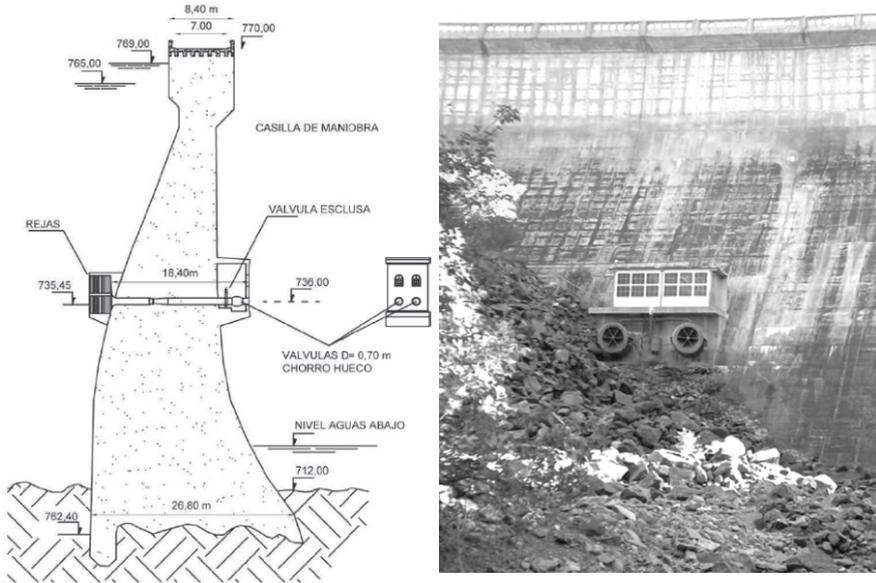


Fig. 7.27. Desagüe de fondo, Dique San Roque.

7.9. Válvulas

Los órganos de obturación denominados, en general, válvulas, desempeñan la misma función que las compuertas, pero se diferencian de estas en cuestiones constructivas y de accionar como en las áreas de utilización.

Las válvulas se emplazan siempre en conductos cerrados, generalmente de sección circular. Se instalan en aberturas de secciones de considerable menor tamaño que las correspondientes a las áreas en las que se emplean las compuertas.

Según el empleo al que están destinadas, las válvulas pueden ser:

- Órganos de Seccionamiento: su misión es cerrar el paso del agua hacia las turbinas cuando sea necesario.
- Órganos de seguridad: deben obturar el conducto, no solamente en el caso en que el caudal sobrepase el absorbido normalmente por la turbina, sino también, en caso de embalamiento de esta última. Estas válvulas están provistas, casi siempre, de dispositivos automáticos de cierre, que entran en acción cuando la velocidad del agua sobrepasa un valor máximo, fijado de antemano.

En las centrales hidroeléctricas se encuentran muchos tipos de válvulas, que cumplen además funciones muy diferentes. Las más utilizadas son:

VÁLVULA DE COMPUERTA

VÁLVULA MARIPOSA

VÁLVULA ESFÉRICA

VÁLVULA DE CHORRO HUECO

Válvulas de compuerta

La función de estas válvulas consiste exclusivamente en la apertura y cierre, no siendo aptas para regular el paso del agua. El dispositivo de obturación se coloca en posiciones intermedias, debido a las pérdidas de carga que se producen.

Un vástago, accionado manualmente o a través de equipos hidráulicos, mecánicos, etc. es el mecanismo que logra el desplazamiento del obturador, en dirección perpendicular al sentido de circulación del agua.

El cierre de estas válvulas es estanco y llevan un dispositivo de bypass que permite el paso de agua de una a otra cara del tablero de la válvula; de esta forma, pueden equilibrarse las presiones en ambas caras de la válvula.

Las válvulas de compuerta se utilizan en canales abiertos, para el vaciado de fondos en los embalses, etc.

Válvula mariposa

Al igual que las válvulas de compuerta, se utilizan solo para permitir o no el paso de las masas de agua.

El dispositivo de obturación tiene forma de disco y se lo conoce con el nombre de lenteja. Este mecanismo se adapta a la sección de paso de la válvula y se acciona por un eje instalado diametralmente al cuerpo de la válvula. Para simplificar los giros del obturador, se colocan contrapesos que equilibran esfuerzos.

El cierre hermético, entre el cuerpo de válvula y el disco, se consigue mediante el contacto directo de anillos metálicos intercambiables, mediante discos macizos de caucho u otro material sintético, o con tubos de estos materiales llenos de aire a presión.

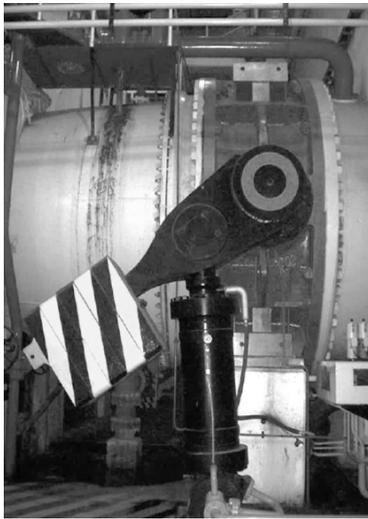


Fig. 7.28. Válvula mariposa.

Estas válvulas se emplean en conducciones de gran diámetro y se hace necesario equilibrar presiones a ambos lados del obturador antes de su apertura. Se emplazan en los desagües de fondo y en las tuberías forzadas, antes del arribo del agua a la turbina.

Para su accionamiento se requieren mecanismos servomotores o sistemas de cremalleras accionadas por grupos moto-reductores.

Válvula esférica

Se utilizan para dar paso total o bloquear en forma completa la circulación de las masas de agua. En este caso, el obturador consiste en una esfera ajustada al cuerpo de la válvula. Dicha esfera se encuentra atravesada por un orificio que, cuando está abierto, da continuidad al conducto y, cerrado, se coloca perpendicularmente a éste.

Posee un sistema de accionar similar a las válvulas de mariposa, y sus movimientos son relativamente lentos.

Válvula de chorro hueco

Reciben este nombre debido que proyectan un chorro hueco de forma anular.

Se instalan en los orificios de salida de los conductos de los desagües de fondo, con el fin de amortiguar la energía cinética del agua en su caída y evitar así, las posibles erosiones en el área del terreno cercana a las cimentaciones de las presas.

Este tipo de válvula se compone de un deflector fijo, formado por un cono recto, cuyo vértice, apunta hacia el interior del conducto y se introduce en el orificio de salida, como puede apreciarse en la Figura 7.29.



Fig. 7.29. Válvula de Chorro Hueco con actuador eléctrico.

El cierre o apertura del conducto para el paso del agua, o las posiciones intermedias que permiten la regulación, se logran por medio de un tubo cilíndrico concéntrico con el cuerpo de la válvula. Este tubo

se desplaza exteriormente a lo largo de éste, acercándose o alejándose del cono difusor.

El cilindro obturador se acciona por dos moto-reductores colocados diametralmente.



Fig. 7.30. Chorro de agua formado por la válvula de "Chorro Hueco".

7.10. Casa de máquinas

Se denomina comúnmente casa de máquinas de una central hidroeléctrica al edificio donde se alojan los grupos eléctricos para la producción de la energía eléctrica, así como la maquinaria auxiliar necesaria para su funcionamiento. Como puede comprenderse, las disposiciones adoptadas para las casas de máquinas son variadísimas y dependen de las circunstancias y condiciones del aprovechamiento hidroeléctrico.

Las centrales que tienen la casa de máquinas en el exterior constan esencialmente de una nave donde se instalan los grupos generadores y de uno o varios edificios adosados o anexos para la instalación de los transformadores, maquinaria auxiliar y aparatos de corte, protección y seguridad. Los edificios correspondientes se construyen, casi siempre, de hormigón armado, y a veces, de mampostería, piedra y ladrillo.

Si la casa de máquinas no puede situarse en la inmediata cercanía de la presa, lo mejor, es situarla de forma que el canal de desagüe sea de corta longitud.

En las centrales subterráneas, llamadas también centrales en caverna no existen edificios al exterior; la casa de máquinas está excavada en el interior de la montaña o bajo el lecho del río. Por lo general, el parque de distribución está, situado al exterior, y los cables procedentes de la central se instalan en pozos especiales en los que, generalmente, se disponen también escaleras, ascensores, etc. para uso del personal de servicio. Además, deben preverse los correspondientes accesos, generalmente en forma de túneles, para el montaje y repuesto de la maquinaria de la central.

La disposición de la maquinaria en el interior de la casa de máquinas puede realizarse de una de estas tres formas:

- Un Piso:

Un solo piso para turbinas, generadores y excitatrices; esta es la disposición adoptada en las centrales cuyas turbinas son de eje horizontal. Esta es una configuración adoptada por pequeñas centrales hidroeléctricas.



Fig. 7.31. Sala de máquinas de usina Molet.

- Dos Pisos:

Un piso donde se encuentran las turbinas, y otro piso para los generadores y excitatrices; esta disposición es comúnmente empleada en las centrales de potencia media con turbinas de eje vertical.

- Tres Pisos:

Para grandes potencias y, algunas veces, también para potencias medias, se dispone la maquinaria en tres pisos que corresponden, respectivamente, un piso para las turbinas, otro piso a los generadores y un tercer piso para las excitatrices de estos generadores. El piso de las excitatrices es el que corresponde a la sala de máquinas propiamente dicha.



Fig. 7.32. Corte esquemático de sala de máquinas de central Itaipú.

7.11. Organismo de seguridad y control

A mediados de la década de 1960, una serie de incidentes y fallas en las presas ocurridas en algunos países centrales motivó la revisión de normas y elementos de seguridad en la construcción y manutención de las mismas. Este sector de la ingeniería de presas adoptó el nombre de

SEGURIDAD DE PRESAS transformándose propiamente en una disciplina. El decreto 239/99 de creación del ORSEP, establece el marco jurídico para su desenvolvimiento como un Organismo Regulador, que además de asegurar el adecuado funcionamiento de los emprendimientos concesionados, tiene atribuciones para instrumentar los mecanismos necesarios para garantizar la seguridad de las presas de las provincias y de terceros a través de Convenios Específicos.

En el pasado, la seguridad de presas se practicó como una parte de la ingeniería de las obras hidráulicas, pero en la actualidad su abordaje atiende el carácter complejo y altamente sofisticado que conllevan las grandes obras. Obligan a reforzar la seguridad, extendiendo su vida útil bajo condiciones extremas.

Se verifican y rehacen tanto planes de emergencia, como de simulación de condiciones extremas, y en cuanto a la metodología y la materialización de sistemas de medición y alerta hídricos también se les atribuye una importancia fundamental.

En este contexto, el ORSEP se constituye en el único ámbito del Estado especializado científica y técnicamente en sus recursos humanos y materiales para gestionar y atender las diferentes actividades de: control, auditoría técnica, evaluación del estado de funcionamiento, recomendación de medidas correctivas estructurales y no estructurales, contratación de estudios y ejecución de trabajos de obras, formulación de planes contingentes, por sí o juntamente con Comités de Cuenca.

El decreto 106/03 del Poder Ejecutivo Nacional, extiende el ámbito de competencia del ORSEP a todas las presas nacionales mediante convenios con cada jurisdicción. De esta manera el Gobierno Nacional promovió el fortalecimiento de la asistencia técnica del ORSEP a otros niveles gubernamentales, entre ellos, los estados provinciales, sus organismos específicos y municipios a través de la firma de Convenios Marco y Convenios Específicos.

El desafío actual del ORSEP es colaborar con las gobernaciones en la acción fiscalizadora y de protección de su patrimonio; ampliándose así, las capacidades institucionales como Ente Regulador de las presas nacionales concesionadas hacia las presas provinciales no

concesionadas, las binacionales y las privadas que requieran el monitoreo y la operación adecuada.

El Organismo Regulador de Seguridad de Presas fiscaliza la seguridad estructural y operativa de la infraestructura estratégica que componen las presas, estructuras complementarias y auxiliares, para el desarrollo sostenible de la República Argentina.

Objetivos

- Fiscalizar el cumplimiento de las normas sobre seguridad de presas establecidas en los contratos de concesión de aprovechamientos hidroeléctricos bajo su jurisdicción y de aquellas que, siendo de Estados Provinciales o de terceros, sean puestas bajo su jurisdicción por convenios específicos, para lograr que las mismas y sus obras auxiliares alcancen y se mantengan en los mejores niveles de seguridad compatibles con el más avanzado estado del arte en la materia.
- Desarrollar y actualizar la normativa técnica relativa a la seguridad de presas, como así también difundirla y lograr su cumplimiento.
- Fiscalizar la elaboración, ejercitación y actualización de planes de acción durante emergencia.
- Mantener la capacitación del personal para lograr los mejores niveles de especialización técnica necesarios para su función.
- Propender a la concientización de los Organismos Públicos y Privados y de la población en general, del accionar del Organismo y de la necesidad de toma de conciencia para disminuir el riesgo en caso de emergencias.
- Lograr a nivel interno el compromiso de todo su personal para cumplir con excelencia las funciones del Organismo.

7.12. Características técnicas

Debido al principio de funcionamiento tan sencillo en que se basan son muy poco los sistemas y circuitos auxiliares que necesita para operar comparado con los que requiere una central termoeléctrica. Esto hace que sea necesario menor cantidad de personal y, por lo tanto, menores costos de operación y mantenimiento.

El costo de inversión para su construcción es el componente más grande dentro del costo nivelado de energía para este tipo de centrales ya que la obra civil suele ser de gran magnitud, si bien depende de las características del lugar y tipo de embalse, no suelen ser construcciones sencillas y de corto plazo. Esto fue y es una gran desventaja en términos de inversión y planificación energética.

Desde el punto de vista operativo, se destaca la virtud de tener tiempos de arranque muy cortos, pudiendo operar como centrales de punta o socorro sin inconvenientes y su rápida velocidad de respuesta hace que sean utilizadas como reguladoras de frecuencia en el sistema. Ha quedado claro que las características del embalse son las que define su tipo de funcionamiento para el despacho teniendo tanto centrales de base como de punta y que esto depende de la disponibilidad del recurso hídrico, el cual suele variar estacionalmente.

Otro factor importante para destacar de las centrales hidroeléctricas es la ubicación geográfica dentro de la red eléctrica. El recurso hídrico en la República Argentina se encuentra alejado del centro de carga, pensando en grandes complejos hidroeléctricos, en su mayoría se encuentran en zonas montañosas y fuera de la provincia de Buenos Aires. Si bien esto podría tomarse como una gran desventaja, y en muchos casos motivo de retrasos o postergaciones, ha impulsado las grandes inversiones en líneas de transmisión de alta tensión, por ejemplo, como se describió en el Capítulo 2, las primeras líneas de 500 kV fueron construidas gracias a las obras del complejo hidroeléctrico El Chocón.

7.13. Impacto ambiental, social y económico

Impacto ambiental⁶⁸

Tal como se describió en el capítulo anterior, las explotaciones de aprovechamiento energético, como lo son las centrales eléctricas, producen una modificación del ecosistema donde se emplazan.

⁶⁸ <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/desarrollo-sostenible/evaluacion-ambiental/guias-de-evaluacion-ambiental/proyectos-hidroelectricos>

Cuando se construye una presa, se produce a su vez un cambio en las condiciones del entorno que impacta en aspectos de la naturaleza y humanos preexistentes. Estos cambios no son necesariamente positivos o negativos por sí mismo, sino que dependen de cada lugar en particular. Para determinar los beneficios y desventajas se realizan, con el proyecto de construcción de la presa, estudios de impacto ambiental que contemplan diferentes factores (sociales, económicos, culturales, ambientales, etc.), con el objetivo de anticipar, identificar, evaluar y corregir las consecuencias o efectos causados sobre la calidad de vida del hombre y su entorno, previendo un programa de seguimiento y control.

La instauración del embalse como un nuevo nivel de base local (Figura 7.33) y las modificaciones en el régimen del río tendrán impactos en la morfometría del río y su dinámica. En particular, se podrá ver considerablemente modificada la tasa de erosión y sedimentación y la calidad fisicoquímica del agua, tanto aguas arriba como abajo de la presa.

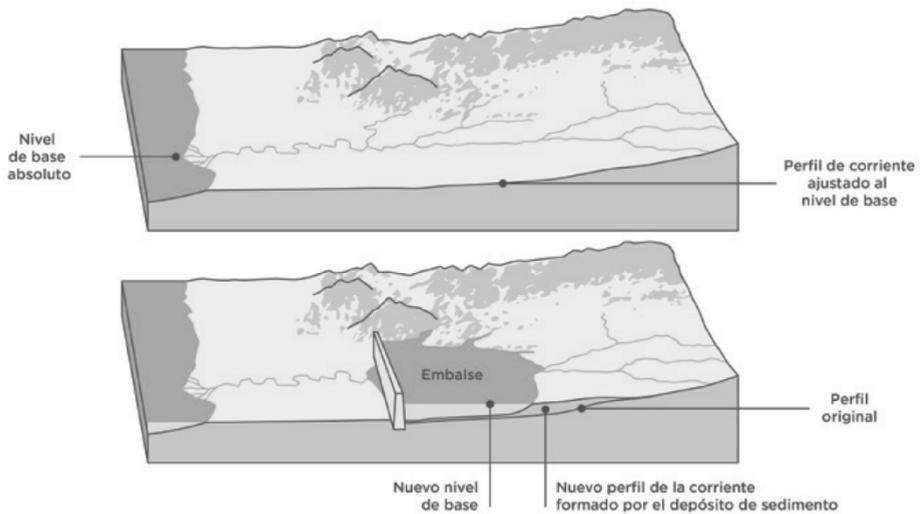


Fig. 7.33. Modificación del nivel de base por formación de embalse. A. Nivel de base absoluto. B. Nuevo nivel de base.⁶⁹

⁶⁹ <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/desarrollo-sostenible/evaluacion-ambiental/guias-de-evaluacion-ambiental/proyectos-hidroelectricos>

Medio Físico

Impacto en la Geología

Los principales impactos asociados al medio geológico incluyen aquellos que se originan de la etapa de construcción, con los procesos de excavación para la construcción de las presas y obras complementarias; los que derivan del embalsamiento y aquellos que son efecto de los cambios hidrosedimentológicos propios de la etapa de desvío, llenado y operación de la presa.

La implantación de una obra de gran magnitud y peso, como es una presa, y el consecuente volumen de agua que se almacena en el embalse y circula subterráneamente, generan presiones diferenciales sobre el terreno subyacente e inmediatamente circundante por lo que podría aumentar la ocurrencia de procesos geológicos tales como sismos inducidos, procesos de remoción en masa, entre otros.

Durante la etapa de construcción de las obras, se realizan constantemente intervenciones que dejan expuesta gran cantidad de material susceptible a ser movilizadopor diversos agentes erosivos (viento, agua, gravedad, entre otros). Consecuentemente, alteran la estructura y dinámica geomorfológica natural del sitio. Muchas de estas actividades, como lo son la apertura y el acondicionamiento de caminos, el desvío del río, el emplazamiento de la central, la construcción de la propia presa y su vertedero, entre otras, frecuentemente requieren de excavaciones de grandes volúmenes de suelo y roca. Las intervenciones al terreno pueden provocar inestabilidades y favorecer la ocurrencia de procesos de remoción en masa (deslizamientos, caídas, avalanchas, etc.).

El llenado y formación del embalse, por otra parte, provoca cambios en el nivel freático. La progresiva inundación de las tierras del vaso puede provocar inestabilidad de laderas en el perilago del embalse y, por lo tanto, aumentar la probabilidad de derrumbes.

La sismicidad inducida es el fenómeno por el cual se conoce al incremento en la actividad sísmica en el área de influencia del proyecto, siendo esta provocada por el aumento en la carga hidrostática adicional que genera la presencia del nuevo embalse. El ingreso del agua embalsada en las grietas del vaso y los cambios en el nivel debido al

funcionamiento de la presa, generan alteraciones en el equilibrio existente entre las estructuras geológicas. La sismicidad natural (según la zona de implantación de la obra), la geología regional y las dimensiones del embalse son características que influyen en la predicción de este fenómeno.

Los proyectos hidroeléctricos producen alteraciones en la geomorfología e hidrodinámica del cauce. Para poder evaluar la significatividad de estos cambios es necesario identificar y valorar las consecuencias de los mismos en los receptores del ecosistema.



Fig. 7.34. Esquema simplificado de las principales afectaciones de las presas por cambios hidromorfológicos, hidrodinámicos y calidad del agua.⁷⁰

Medio Biótico

Las etapas de construcción y operación de proyectos hidroeléctricos generan impactos irreversibles en el área de inundación, así como en las áreas de obras complementarias (auxiliares y permanentes). Es necesario estimar con profundidad el alcance de estos impactos significativos para proyectar las medidas de minimización, restauración y compensación correspondientes.

De modo general se puede decir que las principales afectaciones a las comunidades de flora y fauna terrestre están causadas por:

⁷⁰ <https://www.argentina.gov.ar/ambiente/desarrollo-sostenible/evaluacion-ambiental/guias-de-evaluacion-ambiental/proyectos-hidroelectricos>

inundación de la zona de embalse, los cambios hidrodinámicos y sedimentológicos asociados a la operación de la presa en todas sus fases y las obras auxiliares y /o complementarias.

La construcción de la presa constituye una barrera física al flujo del agua y, por lo tanto, modifica las características físicas naturales del curso fluvial aguas arriba y abajo de la misma; afectando las posibilidades de migración de peces, transporte y dispersión de párvulos, la variabilidad genómica, las redes tróficas, transporte de semillas, sedimentos y nutrientes que pueden incidir en la dinámica ecosistémica de los hábitats acuáticos.

Impacto social y económico

Un proyecto de aprovechamiento hidroeléctrico conlleva diversos impactos socioeconómicos, cuya significatividad debe ser evaluada a escala temporal y espacial. Los impactos positivos de los aprovechamientos hidroeléctricos son usualmente los que se localizan aguas abajo del proyecto, como el control de crecidas e inundaciones, el desarrollo de nuevas actividades económicas o potenciación de las existentes, en particular la actividad agropecuaria a través de mejores condiciones de riego. Dependiendo del sitio y las condiciones climáticas, la regulación de caudales es comúnmente considerada un impacto social positivo. Adicionalmente, el nuevo aporte energético puede dinamizar la economía a otros sectores y propiciar de esta forma el desarrollo local.

El desarrollo de un proyecto de aprovechamiento hidroeléctrico genera a priori fuentes de trabajo primario y secundario. Este incremento de la demanda de mano de obra debe evaluarse considerando tanto los efectos sobre la dinámica poblacional, como aquellos que pueden afectar la dinámica económica de la población en el área de influencia. En términos generales, su impacto es significativo durante la etapa de construcción de la obra, pudiendo mermar de forma considerable en la etapa de operación, donde el proyecto tiene una oferta laboral menor.

Con respecto a la educación, como potencial impacto positivo asociado al proyecto, la falta de mercado de mano de obra local capacitada se puede transformar en una oportunidad para mejorar los

servicios educativos, mejorando las condiciones de empleabilidad de la población local. Dichas capacitaciones pueden estar vinculadas al proyecto o a programas específicos de desarrollo local.

De acuerdo a las características del embalse es posible que sea necesario reubicar poblaciones cercanas afectadas por el nuevo nivel de base, proceso conocido como reasentamiento. El reasentamiento comprende el proceso de desplazamiento y reubicación planificada que involucra tanto a poblaciones humanas como a sus actividades económicas o medios de subsistencia, como resultado de la afectación de tierras, siendo considerado como uno de los impactos más relevante a nivel social causado por el desarrollo de proyectos hidroeléctricos. Si bien no todos los proyectos hidroeléctricos implican desplazamiento de población, en caso de que así sea, deben evaluarse los impactos asociados.

También, pueden generarse nuevas actividades económicas y sociales en torno a las relaciones comerciales y de servicios derivadas de las obras, y al uso del embalse y sus riberas, el desarrollo de nuevas actividades productivas como resultado del aprovechamiento multipropósito. En este sentido, es importante también considerar instancias participativas con la población que permanecerá en el lugar, a los fines de la planificación de las oportunidades que podrían e interesa desarrollar.

Medidas de Mitigación⁷¹

Las medidas de mitigación se proyectan bajo el principio de jerarquía de mitigación, un modelo de planificación temprana que consta de una serie de pasos que se implementan de forma secuencial y jerarquizada. Estas son:

- Evitar: el primer nivel consiste en prevenir los impactos ambientales. Por ejemplo, puede ser un cambio de ubicación, potencia, tamaño o de tecnología. Este tipo de medidas son más efectivas si se implementan desde fases tempranas del ciclo del proyecto.

⁷¹ <https://www.argentina.gov.ar/ambiente/desarrollo-sostenible/evaluacion-ambiental/guias-de-evaluacion-ambiental/proyectos-hidroelectricos>

- **Minimizar:** el siguiente paso busca reducir los impactos negativos que no pudieron ser evitados. Pueden ser abordados en cualquier fase del ciclo del proyecto. También pueden contemplar cambios de tecnología, escala o ubicación del proyecto, así como medidas de gestión ambiental.
- **Restaurar:** se refiere a las acciones de reposición de los valores ambientales que fueron inevitablemente alterados por el proyecto y donde no se pudo aplicar las medidas precedentes. Se pueden implementar en la ejecución, operación y posterior al cierre del proyecto. La restauración ecológica se rige por el principio de equivalencia, por lo que se deben recomponer los valores bióticos afectados al nivel precedente de su afectación.
- **Compensar:** las compensaciones se aplican a aquellos impactos negativos significativos residuales que no pueden ser evitados, minimizados o restaurados. Estas medidas se consideran luego de que se hayan descartado las instancias anteriores de la jerarquía de mitigación. La compensación por pérdida de biodiversidad se rige por una serie de principios, entre los que se destacan la equivalencia ecológica, la búsqueda de adicionalidad, así como la existencia de límites a la ubicación, a la temporalidad de implementación y a los impactos no compensables, entre otros.

| Impactos relacionados con: | Jerarquía de mitigación | Ejemplos de medidas |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Cambio climático. Adaptación. Resiliencia | Evitar | Selección de sitios |
| | Minimizar | Infraestructura resiliente. |
| Sismicidad, deslizamientos | Evitar | Obras de drenaje y/o estabilización. |
| | Minimizar | Monitoreo y sistema de alerta temprana. |
| Afectación de la calidad del agua - proliferación de vegetación acuática, enfermedades relacionadas con el agua. | Evitar | Gestión adecuada de todo tipo de flujo de residuos y efluentes al cuerpo de agua (calidad de agua). |
| | Minimizar | Limpieza previa del área de embalse. Control entomológico de vectores (proliferación de enfermedades). |
| | Evitar | Sostenimiento de caudales ecológicos en todos los hitos de obra. |
| Cambios hidrológicos aguas abajo (superficiales y subterráneas). Caudales ecológicos, procesos erosivos y de sedimentación. | Minimizar | Manejo de los caudales necesarios para minimizar los impactos aguas abajo de la presa. |
| | Restaurar | Restauración de márgenes. Compensaciones de hábitats y servicios ecosistémicos. |
| | Compensar | Compensaciones asociadas a las pérdidas de producción agrícola aguas abajo. |
| Pérdida de biodiversidad terrestre (flora y fauna) por inundación de hábitats naturales por el embalse | Evitar | Selección de alternativa de sitio. |
| | Minimizar | Rescate y relocalización de fauna. |
| | Restaurar | Restauración ecológica post cierre del obrador. |
| Afectación de ictiofauna y otras especies acuáticas por fragmentación de hábitats | Compensar | Compensaciones ambientales por pérdida de biodiversidad (ej. protección de áreas naturales). |
| | Evitar | Selección de sitio. |
| | Minimizar | Pasos para peces. Protección de áreas de desove. |
| Relocalización de población o actividades económicas | Restaurar | Recria y liberación. |
| | Compensar | Compensaciones ambientales por pérdida de biodiversidad. |
| | Evitar | Selección de sitio o reducción del área a embalsar. |
| Afectación de patrimonio cultural | Compensar | Relocalización con adicionalidad de beneficios. |
| | Evitar | Evaluar alternativas de traza. |
| | Minimizar | Rescate de material. |
| | Compensar | Poner en valor el material rescatado. |

Fig. 7.35. Ejemplos de medidas de mitigación para los diferentes niveles de la jerarquía de mitigación.⁷²

⁷² <https://www.argentina.gov.ar/ambiente/desarrollo-sostenible/evaluacion-ambiental/guias-de-evaluacion-ambiental/proyectos-hidroelectricos>

7.14. Resumen

El impacto ambiental de las centrales hidroeléctricas depende directamente de las características del proyecto y lugar de emplazamiento, en mayor o menor medida, se generan impactos negativos en el geología, flora y fauna del área afectada por la construcción de la presa y posterior inundación aguas arriba de la misma. Si bien es una tecnología de generación libre de gases de efecto invernadero su aporte negativo de emisiones en el ciclo de vida se debe al transporte de grandes componentes a puntos muy alejados y la posible afectación de la vegetación de la zona.

Por otro lado, se presenta como oportunidad de desarrollo social y económico, principalmente en lugares de baja actividad económica, donde además de oportunidades de empleo y nuevos desarrollos turísticos, el manejo de aguas puede favorecer el control de riegos para cultivos.

Para un país que dispone de recursos hídricos que puedan ser aprovechados mediante embalses de diferentes capacidades, el organismo encargado del despacho puede cubrir todas las necesidades de generación firme y de punta flexible sin necesidad de logística y compra de combustibles, característica que ha ido tomando cada vez más valor en épocas de conflictos y escasez de petróleo. Lamentablemente, el agua también es fuente de energía que puede escasear y más aún como efecto del calentamiento global.

A la hora de pensar en invertir en esta tecnología, que podría asumirse como estratégica en materia de planificación energética, deben enfrentarse muy altos costos de inversión debido a las complejas obras civiles de las presas, medidas de mitigación ambientales y líneas de transmisión para su conexión a la red. Es por esto que los grandes proyectos han sido posible gracias a la participación estatal que asumió el riesgo empresario necesario para enfrentar los grandes tiempos de obra y fondos para su construcción.

Una vez en funcionamiento, presentan muy bajos costos de operación y mantenimiento comparadas con las centrales

termoeléctricas, debido a la menor cantidad de circuitos auxiliares de funcionamiento y seguridad. La potencia total es lograda por la suma de varias máquinas motrices, esto hace que el mantenimiento pueda efectuarse de forma parcial y escalonada sin necesidad de indisponer toda la planta. El hecho de tener una vida útil muy extendida permite amortizar la gran inversión inicial y lograr un costo nivelado muy competitivo comparada con las demás tecnologías de generación.

Bibliografía

- Buccholz y Happold. (1974). *Centrales y Redes Eléctricas*. Barcelona: Labor.
- CAMMESA. (2019). *Compañía administradora del mercado mayorista eléctrico S.A.*
Obtenido de <https://cammesaweb.cammesa.com/>
- CAMMESA. (2020). *Los Procedimientos*. Obtenido de
<https://cammesaweb.cammesa.com/los-procedimientos/>
- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico. (2022). *CAMMESA*.
Obtenido de <https://cammesaweb.cammesa.com/>
- Fernandez, Á. L. (2000). *Centrales Eléctricas*. Barcelona: UPC.
- Mataix, C. (1975). *Turbomáquinas Hidráulicas*. Madrid: ICAI.
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible . (s.f.).
<https://www.argentina.gob.ar/ambiente>.
- ORSEP. (2020). *Organismo Regulador de Seguridad de Presas*. Obtenido de
<https://www.argentina.gob.ar/orsep>
- Subsecretaría de Recursos Hídricos. (2010). *Inventario de Presas y Centrales Hidroeléctricas de la República Argentina*. Obtenido de
<http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=4162>
- Vázquez, J. R. (s.f.). *Centrales Eléctricas*. Barcelona: CEAC.

Capítulo 8

Centrales nucleares

Durante el transcurso de la Segunda Guerra Mundial se desarrolló la tecnología nuclear para el uso con fines bélicos. Pocos años después de terminada la contienda comenzó a usarse esta energía con fines pacíficos generando electricidad en centrales nucleares. Desde entonces, ha pasado por diferentes etapas de promoción y decaimiento.

En la actualidad, la energía nuclear hace una contribución significativa a la generación de electricidad, proporcionando el 10% del suministro eléctrico mundial en 2018. En las economías avanzadas, la energía nuclear representa el 18% de la generación y es la mayor fuente de electricidad de baja emisión de carbono. Sin embargo, su participación en la matriz de generación mundial ha ido disminuyendo en los últimos años. Eso ha sido impulsado por economías avanzadas, donde las plantas nucleares han llegado al fin de vida útil, las incorporaciones de nueva capacidad se han reducido lentamente y algunas plantas construidas en los años setenta y ochenta se han sacado de servicio.

Para entender la situación presente es necesario comprender los hechos que la marcaron en el pasado, comenzando por los comienzos de la generación nucleoelectrónica. El 27 de junio de 1954, se conectó a la red Moscú la primera central nucleoelectrónica del mundo, situada en Obninsk, y la humanidad supo del surgimiento de una nueva fuente de energía para la producción de electricidad. La puesta en servicio de la primera central nuclear del mundo sería un hito, un acontecimiento trascendental en la utilización de la energía nuclear con fines pacíficos al servicio de la humanidad.

El uso pacífico del átomo se convirtió en un símbolo de progreso y beneficio para la sociedad, y la cooperación entre naciones se convirtió en una realidad a una escala sin precedentes. En 1960, había 17 reactores nucleares en funcionamiento con una capacidad eléctrica total de 1200

megavatios (MWe) en cuatro países: Francia, URSS, Reino Unido y Estados Unidos.

Durante la década de 1960, la energía nucleoelectrica alcanzó el estatus de fuente de energía técnicamente probada y comercialmente viable. A mediados de la década, las empresas de energía eléctrica estaban realizando sus pedidos de plantas nucleares de forma rutinaria, y para 1970 ya había 90 unidades nucleares operando en 15 países. La tendencia de expandir el uso de la energía nuclear continuó durante la década de 1970. En promedio, se inició la construcción de entre 25 y 30 nuevas unidades nucleares cada año. En 1980 había 253 en funcionamiento centrales nucleares en 22 países. Además, en ese momento estaban en construcción unas 230 unidades.

Fue las crisis del precio del petróleo de la década de 1970 la que dio un gran impulso a la promoción y al desarrollo de la energía nuclear. Las políticas de energía comenzaron a otorgar un papel mucho más importante a la energía nuclear en su búsqueda de sustitutos adecuados para la quema de petróleo y para asegurar un suministro de energía más diversificado para el mundo. Sin embargo, estos planes a menudo no eran lo suficientemente realistas; otros factores también tendieron a afectar negativamente el desarrollo de la energía nucleoelectrica.

La aceptación pública se convirtió en un tema importante para los promotores de la energía nuclear. Fue entonces, en 1979, cuando se produjo el primer accidente importante en una central nuclear, en la Planta de Three Mile Island (TMI) en Estados Unidos. Esto sacudió la industria nuclear en todo el mundo. Las tendencias negativas (a la energía nuclear) de finales de la década de 1970 se reforzaron aún más y, aunque la capacidad nuclear instalada siguió aumentando a medida que las plantas entraron en funcionamiento, el inicio de nuevas construcciones disminuyó y muchos proyectos en orden o incluso en construcción se suspendieron o cancelaron.

Pero una vez más la energía nuclear iba a recibir un golpe cruel. El 26 de abril de 1986 ocurrió en Chernobyl (Ucrania) el peor desastre conocido en el mundo en plantas de energía nuclear, con pérdida de vidas y mucha liberación de radiactividad que cruzó las fronteras

nacionales. Los mismos cimientos de la energía nuclear y su futuro sufrieron una fuerte sacudida.

Después de más de tres décadas de aquel acontecimiento tan catastrófico para la sociedad y el medioambiente, la energía nuclear y la hidroeléctrica forman la columna vertebral de la generación de electricidad con bajas emisiones de carbono. Juntos, proporcionan las tres cuartas partes de la generación global con bajas emisiones de carbono. Sin embargo, en las economías avanzadas, la energía nuclear ha comenzado a debilitarse, con el cierre de plantas y pocas nuevas inversiones realizadas, justo cuando el mundo requiere más electricidad baja en carbono.

Habiendo repasado la historia y acontecimientos más importantes de la historia nuclear, y antes de comenzar con desarrollo de la unidad, es necesario definir el concepto de "Central Nuclear". Las centrales nucleares constan de un ciclo de vapor como las centrales termoeléctricas convencionales cuya fuente de calor es un reactor donde la energía térmica es producida por la reacción en cadena controlada a partir de la fisión de un "combustible nuclear". Para comprender en detalle las características operativas y los requisitos de seguridad tan estrictos que deben cumplir para operar se comenzará el análisis en esta unidad partiendo por el concepto de radiación para luego abordar la teoría de la fisión nuclear, el cual es el principio de funcionamiento de los reactores como se mencionó anteriormente.

8.1. La radiación

8.1.1 Estructura del átomo y composición del núcleo

El átomo consta de un núcleo de carga positiva rodeado de cierto número de partículas cargadas negativas llamadas electrones, de tal modo que en conjunto resulta eléctricamente neutro.

Los núcleos atómicos están constituidos a base de 2 partículas elementales, protones y neutrones, que se mantienen muy fuertemente unidos en el núcleo por las llamadas fuerzas nucleares. A los protones y neutrones se los designa con el nombre genérico de nucleones. El protón transporta una unidad de carga positiva, igual en magnitud a la carga

electrónica. El neutrón es ligeramente más pesado que el protón y se trata de una partícula neutra que no transporta carga eléctrica. Con excepción del átomo de Hidrógeno ordinario, todos los núcleos contienen protones y neutrones.

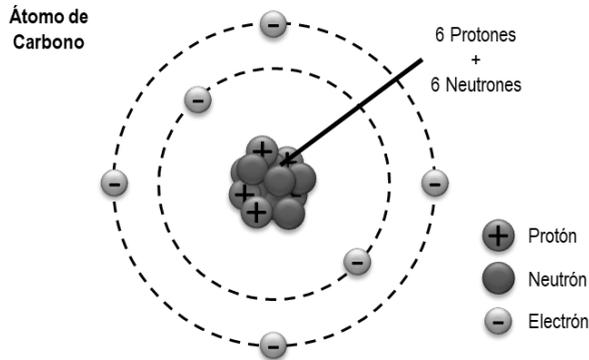


Fig. 8.1. Estructura del átomo.

El desarrollo teórico a continuación se basará sobre la estructura del átomo de la Figura 8.1 y las definiciones que se presentan a continuación:

- Número de masa (A): Es el número total de nucleones (protones y neutrones) existentes en el núcleo atómico, recibe el nombre de número másico del elemento y se designa con A .
- Número atómico (Z): Es el número de protones (igual al número de electrones en el átomo neutro) y se designa con la letra Z . Es el que determina las propiedades químicas de los elementos. Esto se debe a que las propiedades químicas dependen de los electrones orbitales en torno del núcleo. En consecuencia, átomos cuyos núcleos contienen el mismo número de protones, pero que difieren en su número másico A son, desde el punto de vista químico esencialmente idénticos.
- Nucleído: Se denomina nucleído a cada especie nuclear, es decir, la que está definida al indicar su número atómico Z y su número másico A . Por ej., el carbono 12 es un nucleído diferente al carbono 14, pero es el mismo elemento desde el punto de vista químico.
- Isótopos: Son todos los elementos con igual Z y diferente A . Las especies isotópicas son, por lo tanto, químicamente

indistinguibles, pero poseen masa atómica diferente. Para identificar cada uno de los isótopos de un elemento determinado se escribe el número másico a continuación del nombre o símbolo del elemento, por ejemplo, O16.

8.1.2 Radionucleídos

Un núcleo se dice estable si no modifica su composición en el tiempo, es decir, no muestra ninguna tendencia a cambiar. Veremos que esos cambios ocurren en desintegraciones espontáneas.

Existen en la naturaleza alrededor de 270 núcleos estables. En una gráfica de N vs. Z (el número de neutrones y de protones respectivamente) el lugar geométrico de estos núcleos se muestra por medio de cuadros negros, como se ve en la Figura 8.2.

La figura es simplemente una tabla de los nucleídos con tamaño reducido para mostrar las tendencias. Se observa que, con elementos ligeros, la estabilidad se logra aproximadamente con $N=Z$ (por ej. C12 y O16). A medida que la masa aumenta, el lugar geométrico de los núcleos estables se eleva sobre la línea de 45° , mostrando que la estabilidad requiere que $N>Z$. De la tabla se observa que los núcleos estables definen una zona en el plano, llamada comúnmente franja de estabilidad.

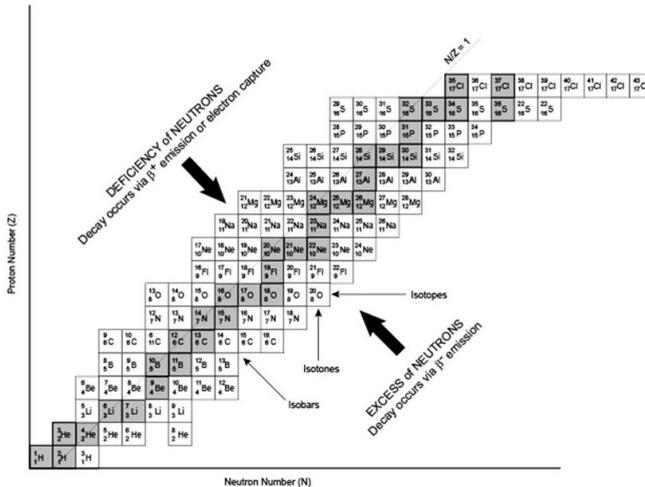


Fig. 8.2. Curva de estabilidad de nucleídos.

Todo nucleído cuya relación N/Z se aparta de la correspondiente a la franja de estabilidad tenderá a modificar su composición en el tiempo

hasta lograr una configuración correspondiente a la de un nucleído estable. Esta transformación de un nucleído inestable en otro más estable procede según diversos mecanismos, que en conjunto se denominan **desintegraciones radiactivas**, y en todos los casos implica la liberación de energía en exceso, en la forma de partículas y/o fotones. En otras palabras, hay radiación de energía al medio exterior, y los nucleídos que la producen se llaman radiactivos o **radionucleídos**. Así, los nucleídos cuya relación N/Z sea mayor que la correspondiente a la franja de estabilidad (la zona A), tenderán a disminuir dicha relación perdiendo neutrones y ganando protones, según mecanismos que se verán. Los nucleídos de la zona B de la figura, con exceso de protones, tendrán una tendencia inversa, es decir, serán proclives a ganar neutrones y perder protones. De igual forma, los nucleídos muy pesados ($A > 209$) tenderán a perder nucleones para dar núcleos más livianos (zona C de la figura 8.2).

8.1.3 Radioactividad

La radioactividad es la liberación de energía en forma de partículas o de ondas electromagnéticas como consecuencia de la transmutación espontánea de ciertos nucleídos llamados radionucleídos.

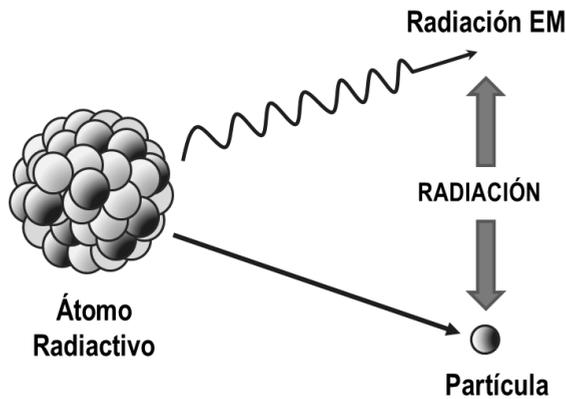


Fig. 8.3. Tipos de liberaciones radioactivas.

Radiación Alfa (α)

Es un núcleo de helio, está compuesta por 2 protones y 2 neutrones. Se generan en el decaimiento de algunos radionucleidos.

Es muy ionizante, poco penetrante. Para detenerla alcanza con una hoja de papel.

Radiación Beta (β)

Es una partícula con carga eléctrica. Puede ser positiva (positrón) o negativa (electrón). Se generan en el decaimiento de algunos radionucleidos.

La desintegración β^- ocurre en nucleídos cuya relación N/Z es mayor que la correspondiente a la franja de estabilidad (zona inferior de la Figura 8.2). Ocurre en núcleos ligeros y de masa intermedia. Mediante este mecanismo, un neutrón dentro del núcleo se transforma en un protón más un electrón, siendo este último emitido con una cierta energía cinética.

La desintegración β^+ ocurre en nucleídos cuya relación N/Z es inferior a la correspondiente a la franja de estabilidad (zona superior de la Figura 8.2). El núcleo, mediante este mecanismo, disminuye su número atómico, manteniendo su número de masa. En otras palabras, esta desintegración produce un isóbaro de menor número atómico

Es ionizante, penetrante. Para detenerla son necesarios algunos centímetros de materiales livianos, el plomo la absorbe y emite rayos X.

Radiación Gamma (γ)

Es una radiación electromagnética de alta energía y frecuencia superiores a la de la luz visibles. Es ionizante, muy penetrante. Para atenuarla son necesarios varios cm de plomo.

Neutrones

Son producidos por reacciones nucleares, decaimientos de núcleos excitados, fisiones y fusiones nucleares. Tienen un alcance en aire de 100 m y de 1 m en agua aproximadamente.

Se los frena (o blindan) con compuestos hidrogenados como la parafina, o se los absorbe con boro o gadolinio, entre otros.

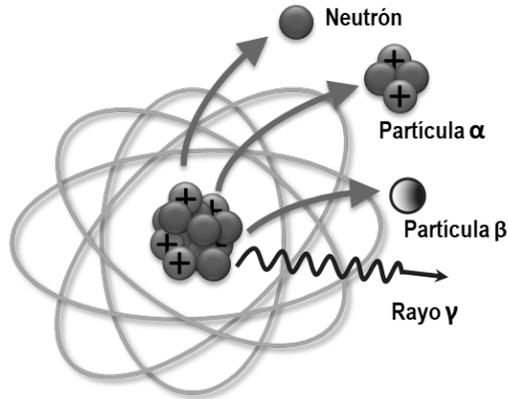


Fig. 8.4. Radiaciones α , β , γ , n .

8.1.4 Fuentes de radiación

La mayor parte de la radiación recibida por la población del mundo proviene de fuentes naturales, siendo inevitable la exposición a la mayoría de ellas. Durante las últimas décadas, el hombre ha producido artificialmente radionucleidos y ha aprendido a utilizar la energía nuclear con diferentes propósitos, tales como la aplicación con fines médicos, la generación de energía eléctrica, la prospección de minerales, etc. Estas fuentes, denominadas artificiales, aumentan la dosis de radiación recibida por los individuos y por la sociedad en su conjunto.

Fuentes naturales

La humanidad ha evolucionado en un ambiente naturalmente radioactivo. La Tierra es bombardeada por rayos cósmicos del espacio y toda la materia contiene algunos rastros de sustancias radioactivas.

Las personas están expuestas a la radiación externa, suma de la radiación cósmica y de la radiación emitida por los radionucleidos naturales existentes en la corteza terrestre, y a la irradiación interna, debida a aquellos radionucleidos naturales incorporados a los alimentos, a las bebidas y presentes en el aire inhalado.

La dosis media anual debida a todas estas fuentes combinadas es alrededor de 2,4 mSv, con grandes variaciones alrededor de ese valor.

- Radiación cósmica:

La radiación cósmica que llega a las capas superiores de la atmósfera de la Tierra proviene de más allá del sistema solar e incluso de más allá de nuestra galaxia; solo una fracción pequeña proviene del sol. Consiste, principalmente en: protones, partículas alfa, núcleos pesados, electrones y radiación gamma, con un amplio rango de distribución energética.

La radiación cósmica primaria es alterada sustancialmente en su pasaje a través de la atmósfera, donde la mayor parte de esta es absorbida antes de que llegue a nivel del mar.

Consecuentemente, la altura sobre nivel del mar es el factor principal que influye en las dosis recibidas en las personas por radiación cósmica. La dosis media que reciben las personas, a nivel del mar, por radiación cósmica, es aproximadamente 0,4 mSv en un año.

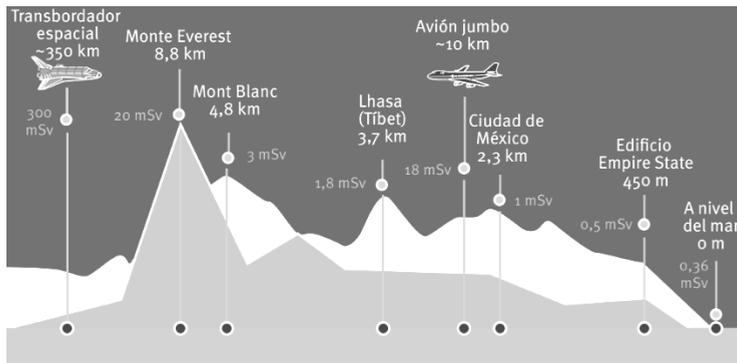


Fig. 8.5. Dosis anuales por radiación cósmica, exposición hipotética de 1 año⁷³.

- Radiación terrestre

El hombre está expuesto a irradiación externa proveniente de radionucleidos naturales contenidos en suelos y rocas, principalmente potasio 40, rubidio 87 y dos series de elementos radiactivos provenientes de la desintegración del uranio 238 y del torio 232. Los niveles de

⁷³ RADIACIÓN, EFECTOS y FUENTES.

<https://www.unscear.org/unscear/en/publications/radiation-effects-and-sources.html>

radiación terrestre dependen de la geología local, del contenido de humedad y de otras condiciones atmosféricas.

La dosis media que las personas reciben por radiación terrestre es aproximadamente 0,5 mSv1 en un año, pero, hay grandes variaciones alrededor de este promedio; muchas personas reciben diez veces más, y algunas personas que, viviendo en zonas con ciertos tipos de arenas, reciben hasta cien veces el valor promedio.

Debido a las fuentes radiactivas naturales que se encuentran en el aire que respiramos, en el agua que bebemos y en los alimentos que ingerimos, el hombre es irradiado internamente. Esta dosis interna proviene, casi totalmente, del potasio 40 y del radón 222 y 220 y de sus productos de decaimiento.

El potasio es un componente esencial de todas las células. Un hombre adulto tiene en su cuerpo alrededor de 100 gramos de potasio, de los que aproximadamente 16 miligramos corresponden al potasio 40. La dosis promedio recibida por esta fuente de radiación es aproximadamente 0,2 mSv al año, y varía poco de persona a persona.

Fuentes artificiales

Los usos de la radiación y de los materiales radiactivos se han extendido enormemente, en particular desde el descubrimiento y desarrollo de la fisión nuclear y la disponibilidad de una extensa variedad de radionucleidos artificiales. Muchas personas se han beneficiado de una u otra manera, con las aplicaciones de las fuentes artificiales de radiación, como, por ejemplo, con los usos médicos, la producción de energía eléctrica, la industria manufacturera, el control en la agricultura. Pero todas estas aplicaciones producen exposiciones a la radiación. A continuación, se darán ejemplos de las aplicaciones antes mencionadas.

En la industria agroalimenticia se suelen usar fuentes artificiales de radiación para la conservación de alimentos, investigación agrícola y control de plagas.

En la medicina se las utilizan para esterilizar gasas, jeringas y material quirúrgico. Se emplean dosis muy elevadas de radiación (entre 25000 y 32000 Gy). Otra aplicación es el diagnóstico de enfermedades

por imágenes. En un centellograma se aplica una sustancia radioactiva en el paciente, y luego se observan las partículas que emiten. Por último, también se las utiliza para el tratamiento de células cancerosas donde por medio de la radiación se destruyen dichas células.

En la arqueología y paleontología, su principal uso es para la datación de fósiles por medio del carbono 14. Midiendo la cantidad de este isótopo en la muestra, es posible determinar edades de hasta 50000 años.

En la producción de energía eléctrica se puede utilizar el calor liberado en la fisión del uranio para evaporizar agua, hacer mover turbinas, y de esta forma generar energía eléctrica. La generación de electricidad en centrales nucleares es una de las etapas del ciclo de combustible nuclear. Este ciclo comprende la minería y procesado del uranio, la fabricación de elementos combustibles para reactores, la operación misma de las centrales eléctricas, y el transporte, tratamiento y la gestión de los productos de residuos radiactivos.

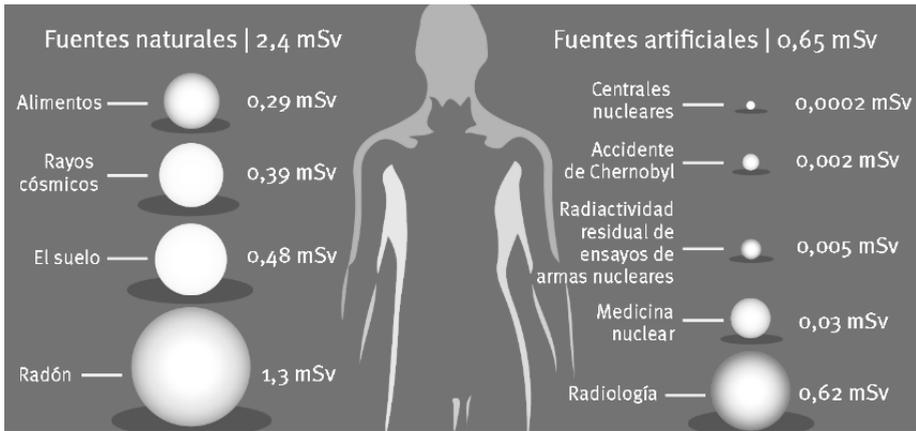


Fig. 8.6. Exposición media del público, por fuente de radiación. Estimaciones redondeadas de la dosis efectiva recibida por una persona en el curso de 1 año (media mundial)⁷⁴.

⁷⁴ RADIACIÓN, EFECTOS y FUENTES.

<https://www.unscear.org/unsear/en/publications/radiation-effects-and-sources.html>

8.2. Fisión nuclear

La fisión nuclear es una reacción en la cual un núcleo pesado, al ser bombardeado con neutrones, se convierte en inestable y se descompone en dos núcleos, cuyos tamaños son del mismo orden de magnitud, con gran desprendimiento de energía y la emisión de dos o tres neutrones (radiación neutrónica). En una pequeña fracción de segundo, el número de núcleos que se han fisionado libera una energía un millón de veces mayor que la obtenida.

Estos neutrones, a su vez, pueden ocasionar más fisiones al interactuar con nuevos núcleos fisionables que emitirán nuevos neutrones y así sucesivamente. Este efecto multiplicador se conoce con el nombre de reacción en cadena. En una pequeña fracción de segundo, el número de núcleos que se han fisionado libera una energía un millón de veces mayor que la obtenida al quemar un bloque de carbón.

Los materiales fisionables, llamados también materiales combustibles nucleares son varios; pero solamente algunos de ellos tienen aplicación práctica. Estos, cumplen la misma función que los combustibles en las centrales térmicas convencionales, constituyen, por tanto, la materia prima en la que, por fisión de sus núcleos atómicos, se desarrolla la energía calorífica necesaria. Los materiales fisionables más empleados en las centrales nucleares son: el uranio 233, el uranio 235, y el plutonio 239.

Los materiales reproductores en cambio no son directamente fisionables, en los que, por procedimientos adecuados se consiguen materiales fisionables. Los más importantes son: el uranio 238 y el Torio 232.

8.2.1 El uranio

En su estado natural, el uranio contiene el 99,3% del isótopo 238 y el 0,7% del 235; este último es el que puede fisionarse mediante el bombardeo de neutrones en un reactor. Es una sustancia radiactiva que se presenta de manera natural y se halla en la naturaleza en forma de minerales. En las zonas donde se encuentra concentrado naturalmente

pueden establecerse yacimientos para emprender proyectos de producción.

El desarrollo de la industria minera del uranio y del tratamiento de sus minerales es un caso singularísimo. En espacio de poco menos de 10 años creció de ser apenas nada a una importante industria hidrometalúrgica; ninguna otra operación de tratamiento de minerales se ha desarrollado tan rápidamente. No solo creció con rapidez, sino que esa industria llegó a ocupar el primer lugar en el perfeccionamiento de tratamientos hidrometalúrgicos tales como la lixiviación, la separación sólido-líquido, el intercambio de iones y la extracción por disolventes.

Hasta principios del decenio de 1940, el uranio se obtenía como subproducto de las industrias del vanadio y del radio, y el consumo total mundial era de unas cuantas toneladas anuales. A principios de los años 50 de producción mundial se había elevado a más de 800 toneladas anuales, y ha continuado en aumento desde entonces. En 1979 se encontraban en funcionamiento más de 50 plantas de tratamiento de uranio y se producían aproximadamente 38 000 toneladas de uranio.

Hasta los primeros años del decenio de 1950 el mineral de uranio se extraía casi totalmente de minas subterráneas. En años posteriores ha aumentado constantemente la cantidad producida en minas a cielo abierto, y actualmente se extrae más mineral de las minas de este tipo que de las subterráneas.

La decisión sobre el mejor sistema de extracción minera en un determinado yacimiento puede presentar problemas difíciles. Es necesario considerar numerosos factores tales como la profundidad del yacimiento, la importancia del depósito, la ley del mineral, las condiciones del suelo, la topografía de la superficie, etc. Se debe considerar individualmente cada depósito antes de preparar la planificación de la mina. Ciertas minas subterráneas se encuentran a menos de 30 metros de profundidad, en tanto que algunas excavaciones a cielo abierto alcanzan profundidades de cerca de 150 metros.

El uranio se presenta en una gran variedad de ambientes geológicos y para su extracción se han utilizado casi todos los tipos de técnicas de minería. Se han desarrollado igualmente nuevas tecnologías

para responder a necesidades especiales. La diversidad de los depósitos de minerales de uranio se refleja también en la tecnología del tratamiento que sigue a su extracción.



Fig. 8.7. Roca de uranio

El 98,2 % de la producción mundial se concentra en diez países, principalmente Kazajstán, Canadá, Australia, Nígeria, Rusia, Namibia y Uzbekistán (figura 8.8), en tanto que los mayores consumidores y, por ende, grandes usuarios de energía nuclear son Estados Unidos, Francia, China, Rusia, Japón y Corea del Sur. Cabe destacar que Argentina integra el reducido número de diez (10) países que dominan el Ciclo de Combustible, pero actualmente no se desarrolla la cadena completa en el país (no se llevan a cabo las actividades de explotación y concentración de uranio) debido a conflictos sociopolíticos, legales y medioambientales.

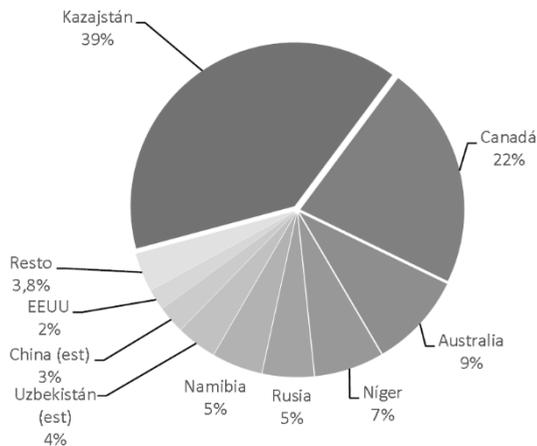


Fig. 8.7. Participación en la producción mundial de uranio (2015)⁷⁵

⁷⁵ https://www.argentina.gov.ar/sites/default/files/diciembre_2016_-_informe_especial_de_uranio_0.pdf

8.2.2 Ciclo combustible

Se suele denominar ciclo de combustible nuclear al conjunto de las etapas necesarias para proveer combustible a los reactores nucleares, su utilización en los mismos y a la gestión de los residuos radiactivos resultantes. Consiste en la explotación de los yacimientos de uranio; la purificación del uranio y su conversión en material de uso nuclear; de ser el caso, el enriquecimiento en uranio 235 del uranio natural, la fabricación de elementos combustibles; la operación de las centrales nucleoelectricas y de los reactores de investigación y de producción de radioisótopos; el eventual reprocesamiento de los elementos combustibles usados; la gestión de los residuos radiactivos; y las tareas de investigación y desarrollo asociadas.

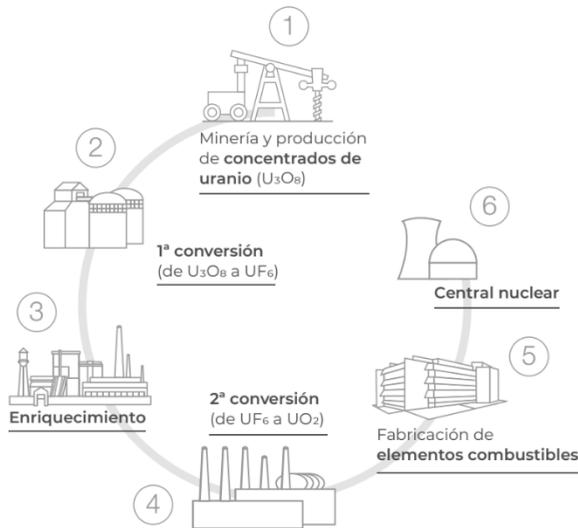


Fig. 8.9. Esquema de ciclo combustible⁷⁶

A. Extracción y concentración del uranio (U_3O_8)

Cuando se extrae uranio de la tierra, la mena o roca suele contener únicamente alrededor del 0,1 % de uranio. Tradicionalmente, para extraerlo se retira en primer lugar los materiales gruesos del suelo y se tritura. Posteriormente, el mineral triturado se muele en agua hasta

⁷⁶ <https://www.foronuclear.org/wp-content/uploads/2020/07/Monografia-Uranio-2020.pdf?x19466>

producir una lechada que tiene la misma consistencia que la arena de playa o incluso polvos de talco mezclados con agua. Esta lechada se mezcla normalmente con ácido sulfúrico a fin de disolver el uranio, mientras que las partículas de roca restantes y la mayoría de los demás minerales quedan sin disolver, lo que recibe el nombre de colas.

Otro método de extracción recibe el nombre de lixiviación in situ, en el cual el uranio se extrae directamente de la mina, sin interferir demasiado con el suelo. En la actualidad casi la mitad de la producción mundial se obtiene mediante este tipo de extracción.

En la lixiviación in situ se añade a aguas subterráneas ácido o álcali y un oxidante; esta mezcla se inyecta en la mena de uranio, por donde circula y disuelve el uranio. Después, la solución que contiene el uranio disuelto se bombea hasta la superficie para seguir con su procesamiento.

En ambos métodos de extracción se produce un líquido que contiene uranio disuelto. Si es necesario, se filtra cualquier resto de colas. El uranio se precipita a partir del líquido, se filtra y se seca hasta producir un concentrado de óxido de uranio, que a continuación se guarda en bidones sellados. Este concentrado polvoroso puede ser de color amarillo vivo (por este motivo se conoce como "torta amarilla") o, cuando se seca a elevadas temperaturas, verde oscuro.



Fig. 8.10. Esquema de ciclo combustible⁷⁷

⁷⁷ Boletín Energético N° 47, <https://www.cnea.gov.ar/nuclea/handle/10665/1608>

B. Conversión a dióxido de uranio (UO₂)

Para obtener dióxido de uranio (UO₂) de pureza nuclear, materia prima básica para la fabricación de los combustibles nucleares, es necesario someter al yellow cake, producido en la etapa anterior, a diversos procesos de refinación, purificación y conversión. El proceso consta de una etapa de purificación nuclear y otra de conversión a UO₂.

En la republica argentina el UO₂ es producido por Dioxitek S.A. a partir de la importación del concentrado de uranio.

C. Elementos combustibles

Los elementos combustibles para las centrales nucleares argentinas son fabricados en el país por la empresa CONUAR. La Fábrica de Elementos Combustibles Nucleares (CONUAR) está situada en el Centro Atómico Ezeiza (CAE) y está preparada para producir el combustible que requieran las centrales nucleares argentinas, actuales y futuras.

La fabricación de elementos combustibles se divide en dos procesos:

- Proceso cerámico en el que, partiendo de polvo de óxido de uranio, producido por la empresa DIOXITEK, se fabrican pastillas y dichas pastillas se introducen en tubos de aleaciones de circonio que una vez cargados, presurizados y sellados reciben el nombre de barras combustibles.
- Proceso mecánico en el que las barras combustibles son ensambladas formando los elementos combustibles que se envían a las centrales.

Estas pastillas, de alrededor de un centímetro de alto y uno de diámetro, se depositan dentro de los tubos sellados herméticamente para impedir que el uranio produzca reacciones químicas indeseables al ponerse en contacto con el agua y para impedir escapes del material fisionable al exterior.

Los tubos de zircaloy están unidos en forma de manojo por otros elementos estructurales fabricados con una aleación de circonio, material que no interfiere, al igual que el antes mencionado zircaloy, en

el proceso de fisión. (Ver figura 8.11). Este manojito constituye el llamado "elemento combustible".

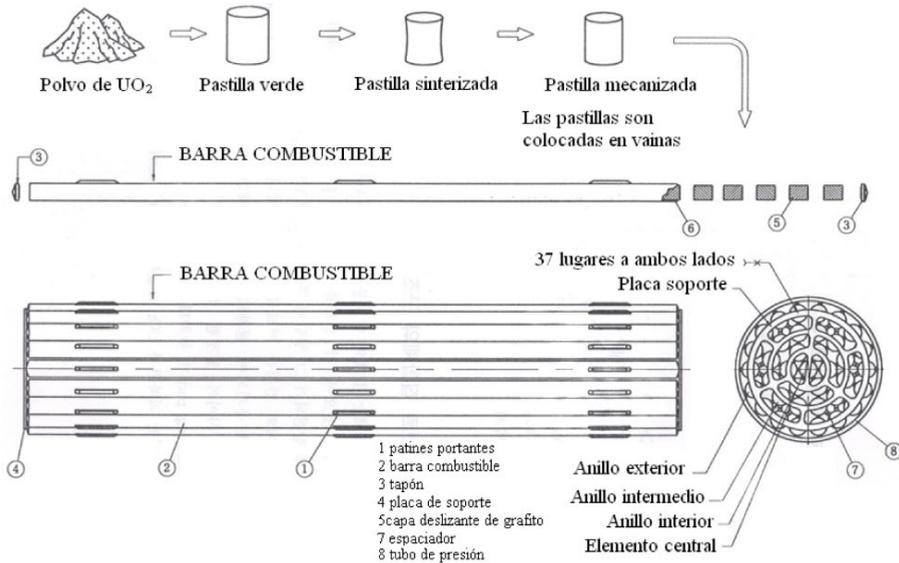


Fig. 8.11. Proceso de fabricación de un elemento combustible ⁷⁸

Para optimizar el consumo de elementos combustibles, las centrales nucleares tienen organizado un complejo sistema de rotación de estos, que garantiza una producción de calor y un quemado parejos.

8.2.3 Fisión inducida del uranio

En determinadas ocasiones los núcleos pesados experimentan fisión espontáneamente sin que exista estímulo del exterior aparente. En cambio, las fisiones inducidas son debidas a la absorción de un neutrón. En el caso del uranio, cuando un neutrón incide sobre un átomo de uranio (en especial sobre el Uranio 235 o U^{235}) puede fisiónarlo, o sea romperlo en dos partes. Cuando eso ocurre se liberan 2 o 3 neutrones más, seguido de una gran cantidad de energía. Estos neutrones liberados pueden chocar sobre otros átomos de uranio y fisiónarlos también, liberando otros 2 o 3 neutrones y más energía. A esto se lo llama reacción en cadena. En realidad, para que los neutrones liberados en la fisión

⁷⁸ Boletín Energético N° 19, <https://www.cnea.gov.ar/es/wp-content/uploads/files/B19.pdf>

tengan una alta probabilidad de fisión el átomo de uranio-235, se los debe moderar (disminuir su energía cinética mediante choques).

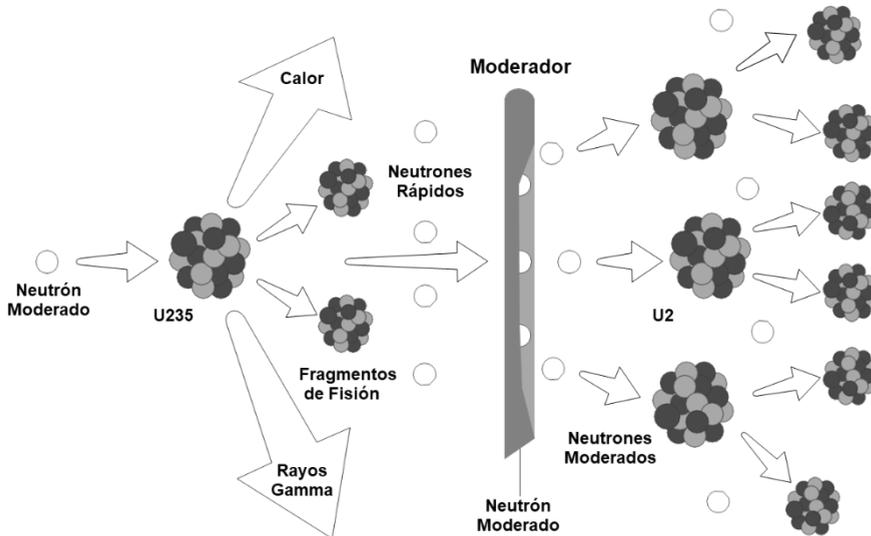


Fig. 8.12. Proceso de fisión del uranio

Reacción en cadena

Como se describió en el punto anterior, después de la primera fisión de un núcleo atómico quedan libres, según los casos, uno, dos, tres o más neutrones que pueden emplearse, a su vez para provocar nuevas fisiones. El efecto es multiplicativo como puede deducirse observando la Figura 8.12, de tal manera que con un "solo neutrón inicial, puede fisionarse una cantidad bastante elevada de material fisionable, en muy poco tiempo. De esta forma hemos obtenido una reacción en cadena.

Para que se produzca una reacción en cadena, es necesario:

- Que la masa de material fisionable sea superior a la crítica (masa supercrítica).
- Que los neutrones tengan la velocidad de resonancia.

Ahora bien, los neutrones libres procedentes de las fisiones nucleares están animados de velocidades muy superiores a las de resonancia y, por lo tanto, no son aptos para provocar nuevas fisiones nucleares. Hay que frenar, o moderar la velocidad de estos neutrones hasta llevarlos a la velocidad de resonancia, para ello se utilizan ciertas

sustancias, llamadas moderadores. Cuando un neutrón choca contra las moléculas del moderador no provoca la escisión de las mismas, por tratarse siempre de sustancias cuyos núcleos poseen muy pocas partículas y, por tanto, muy difíciles de romper; pero en el choque, las moléculas del moderador absorben parte de la energía cinética del neutrón y éste sale rebotado, pero a velocidad inferior a la que traía, de la misma forma que si hacemos rebotar una pelota contra una pared, ésta absorbe una parte de la energía cinética de la pelota, la cual pierde velocidad por esta causa. Los neutrones animados, de velocidades elevadas, se denominan neutrones rápidos, los que llevan una velocidad menor (hasta 2.500 m/s) son los neutrones lentos, llamados también neutrones térmicos. Como moderadores se utilizan el gráfico, el berilio, el agua pesada y el helio.

Moderación

La función que cumplen los materiales moderadores es bajar la velocidad de los neutrones que quedan en libertad a causa de las sucesivas fisiones de los átomos que constituyen los materiales fisionables.

Los materiales moderadores han de tener una serie de propiedades, entre las cuales, las más importantes son las siguientes:

- Que tengan pocas partículas en su núcleo. De esta manera, resultan muy difíciles de romper por choque de un neutrón procedente de anteriores fisiones.
- Que sean elásticos. Ya que así absorben una parte de la energía cinética del neutrón incidente, el cual, como consecuencia, sale rebotado del choque a menor velocidad de la que traía.
- Que no sean sustancias absorbentes de neutrones rápidos. Pues de lo contrario no sería posible la reacción en cadena, necesaria para el funcionamiento del reactor nuclear, porque llegaría un momento en que faltarían neutrones libres para mantenerla.

Puede comprenderse fácilmente que resulta muy difícil encontrar materiales que reúnan estas tres propiedades; los más empleados son: el agua, el agua pesada, el grafito y el berilio.

El agua, que todos conocemos, es el moderador que tiene mejores propiedades elásticas; o sea que frena mejor los neutrones rápidos. Desgraciadamente absorbe muchos estos neutrones, lo que hace que no pueda utilizarse en reactores nucleares de uranio natural, o poco enriquecido, donde resulta esencial aprovechar el máximo número de neutrones rápidos (relativamente escasos en este tipo de reactores), para mantener la reacción en cadena. El agua puede utilizarse como moderador en reactores de uranio altamente enriquecido, en los que puede admitirse una pérdida suplementaria por absorción de neutrones rápidos, que en este tipo de reactores son muy numerosos.

Como material moderador para reactores de uranio natural es aplicable el agua pesada. Sabemos que el agua común es una combinación de hidrógeno y oxígeno; en el agua pesada, el hidrógeno se sustituye por uno de sus isótopos, el Deuterio, que tiene una carga positiva nuclear, como el hidrógeno, pero también un neutrón nuclear, del que carece el hidrógeno. Naturalmente, como los átomos de deuterio tienen más partículas que los de hidrógeno, pesarán más. Y el agua pesada, por lo tanto, pesará más que el agua ordinaria para un mismo volumen, hecho que le da su nombre.

Tabla 8.1. Características de los materiales moderadores

| MODERADOR | PODER MODERANTE | Nº COLISIONES | RELACIÓN DE MODERACIÓN |
|------------------|-----------------|---------------|------------------------|
| H ₂ O | 1,28 | 20 | 58 |
| D ₂ O | 0,18 | 36 | 21000 |
| BERILIO | 0,16 | 86 | 130 |
| GRAFITO | 0,065 | 114 | 200 |

Fragmento y productos de fisión

Por bombardeo de neutrones lentos o de neutrones rápidos, se producen diferentes reacciones nucleares en el combustible. Inmediatamente después de la fisión se tienen fragmentos de fisión y luego de una cadena de decaimiento se obtiene los productos de fisión. Por ejemplo, la fisión del U235 puede fisionar en 40 formas distintas dando lugar a unos 80 fragmentos de fisión, los cuales tratarán de reducir

su relación n/p por sucesivos decaimientos $-\beta$ y γ . Los períodos de semidesintegración para los productos de fisión pueden variar desde fracciones de segundos a miles de años.

Como consecuencia de esto, todos los subproductos deben contenerse dentro del combustible y no migrar hacia el sistema refrigerante. Para evitar la exposición de radiaciones hacia el exterior, debe blindarse la superficie del reactor en operación y tomar precauciones especiales para el recambio y manipuleo de combustibles.

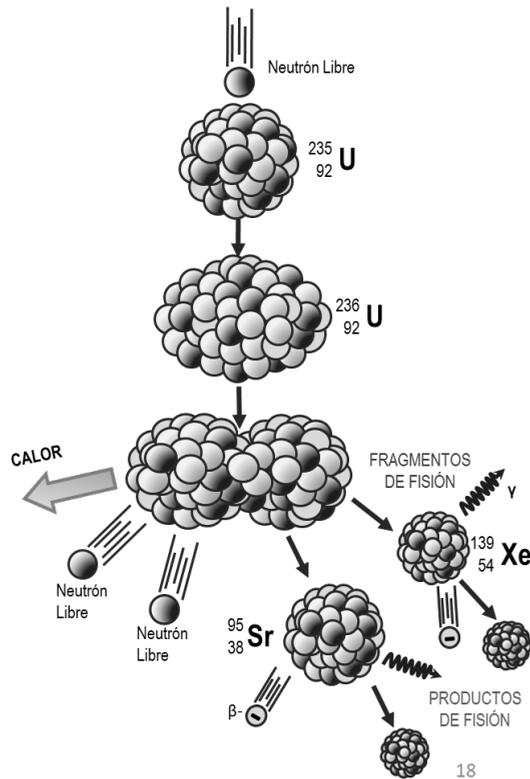


Fig. 8.13. Ejemplo de fisión del U^{235}

8.2.4 Formación de material fisionable

La captura radiactiva de neutrones por los isótopos U^{238} y Th^{232} conduce a la formación de elementos fisionables Pu^{239} y U^{233} . Una fracción importante de la potencia total producida por el combustible es producida por el plutonio.

En primer lugar, el uranio 238, se convierte en uranio 239, con emisión de radiaciones γ ; este material es inestable y, al cabo de 23 minutos se convierte en neptunio 239, con emisión de una partícula β ; el neptunio 239, también es inestable y, al cabo de 2,3 días, se transmuta en plutonio 239 con emisión de una partícula β . El plutonio 239 puede considerarse estable, puesto que dura unos 24.000 años, y es fisiónable por lo que puede emplearse como combustible nuclear.

8.3. Centrales nucleares

Como se explicó en la primera parte del Capítulo, el principio de funcionamiento de una central nuclear es el movimiento de turbinas a partir de una fuerza externa. Tanto en el caso de los reactores nucleares como en el de las plantas de energía térmica convencionales (ciclos de vapor), la fuerza del vapor es la que mueve esas turbinas.

La forma de generar el vapor es la principal diferencia entre los reactores nucleares y las centrales térmicas convencionales. Mientras que éstas últimas utilizan carbón, fueloil, gas o petróleo para calentar las enormes calderas de agua que producen el vapor, los primeros se valen de la fisión nuclear generada en el "núcleo" del reactor para calentar el agua que pasa por un circuito secundario independiente, lo cual permite su posterior recuperación.

En la figura 8.14 se han representado esquemáticamente los elementos que constituyen una central nuclear, éstos son:

- Elementos combustibles constituidos por placas o tubos de uranio o de otro material fisiónable.
- Un reactor donde se produce la reacción de en cadena a partir de la fisión del material combustible. Como en el caso de las centrales térmicas, este componente va provisto de los correspondientes dispositivos de regulación y control de la reacción en cadena; en nuestro caso, barras de boro o de otro material análogo.
- Un generador de vapor (no todas las tecnologías cuentan con generador de vapor) para calentar el agua fría convirtiéndola en

vapor. En los reactores llamados “de ebullición” el vapor se origina directamente en el reactor. En otros tipos de reactores el agua pasa por un generador de vapor, intercambiando la energía térmica con un fluido secundario (agua desmineralizada).

- Un grupo turbina-generator.
- Un condensador.
- Una bomba principal de recirculación de agua.
- Una fuente fría (río, laguna, mar, torres de enfriamiento).

Si bien el principio de funcionamiento de una central nuclear que se explicó anteriormente es válido en general, existen algunas diferencias según el tipo de Reactor que posean.

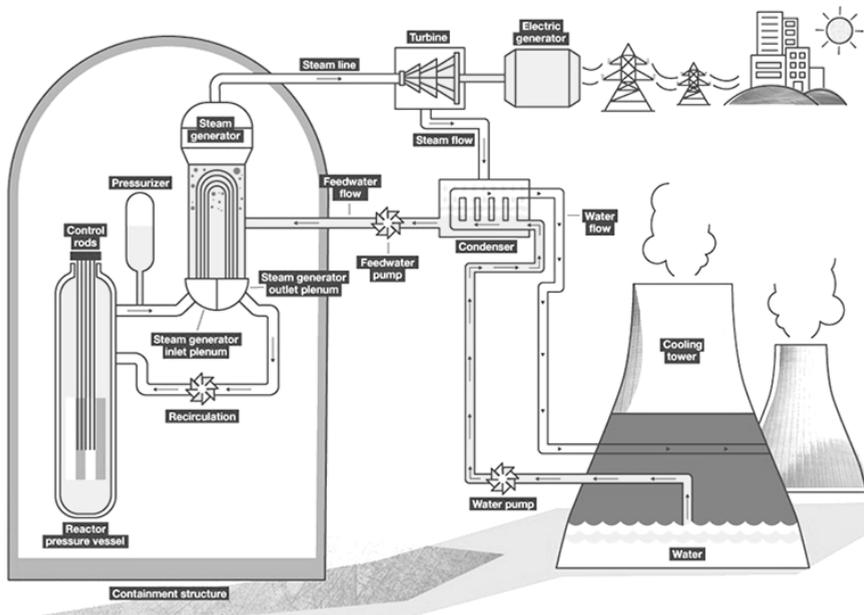


Fig. 8.14. Esquema simplificado de una central nuclear de agua de presurizada⁷⁹

Aunque existen varias formas de clasificar a las centrales de acuerdo al tipo de reactor que tienen, la más común es de acuerdo con la sustancia que utilicen como moderador y refrigerante, estos son:

⁷⁹ <https://www.iaea.org/newscenter/news/what-is-nuclear-energy-the-science-of-nuclear-power>

- PWR (Pressurized Water Reactor) reactores con agua liviana a presión como refrigerante y moderador.
- PHWR (Pressurized Heavy Water Reactor) reactores con agua pesada a presión como refrigerante y moderador.
- BWR (Boiling Water Reactor) reactores de agua liviana en ebullición como refrigerante y moderador.
- GCR (Gas Cooled Reactor) reactores refrigerados por gas y moderados con grafito.
- FBR (Fast Breeder Reactor) reactor de neutrones rápidos refrigerado por sodio líquido.

Las características más importantes de cada uno de ellos son las que se presentan en la Tabla 8.2:

Tabla 8.2. Características principales de centrales nucleares

| Reactor | Combustible | Refrigerante | Presión primario | Moderador | Espectro neutrónico | Cantidad de loops |
|---------|--------------------------------|----------------------------|------------------|----------------------------|---------------------|-------------------|
| PWR | UO ₂ – U enr. ~ 4 % | H ₂ O líq. | ~ 120 atm | H ₂ O líq. | Térmico | 2 |
| BWR | UO ₂ – U enr. ~ 4 % | H ₂ O en ebull. | ~ 70 atm | H ₂ O en ebull. | Térmico | 1 |
| PHWR | UO ₂ – U nat. | D ₂ O líq. | ~ 120 atm | D ₂ O líq. | Térmico | 2 |
| GCR | UO ₂ – U enr. ~ 4 % | CO ₂ o He | ~ 70 atm | Grafito | Térmico | 2 |
| FBR | MOX – enr. ~ 15 % | Na o Pb líq He | 1 atm 70 atm | - - | Rápido | 3 2 |

En nuestro país las tres centrales nucleares que se encuentran en operación: Atucha I, Atucha II y Embalse, son del tipo PWHWR, con diferentes tecnologías de reactor.

A continuación, se describirán los tipos más empleados a nivel mundial (PWR, BWR y PHWR), destacando los circuitos principales de funcionamiento, elementos refrigerantes, circuitos de control y elementos de seguridad.

8.3.1 Reactor presurizado de agua liviana (PWR)

Como su nombre lo indica, un reactor de agua presurizada (de uranio enriquecido ~4%) se enfría con agua a alta presión (H₂O), que

también actúa como moderador. Los componentes principales de una estación de reactor refrigerado y moderado con agua ligera presurizada (PWR) se indican en la figura 8.15.

Los reactores PWR tienen tres sistemas separados de refrigeración de los cuales solo uno, llamado Circuito de Refrigeración Primario, contiene radioactividad.

El Circuito de Refrigeración Primario ubicado dentro del edificio de contención, consiste en dos, tres o cuatro circuitos ("loops") conectados al Reactor, cada uno conteniendo una Bomba de Circulación Principal y un Generador de Vapor.

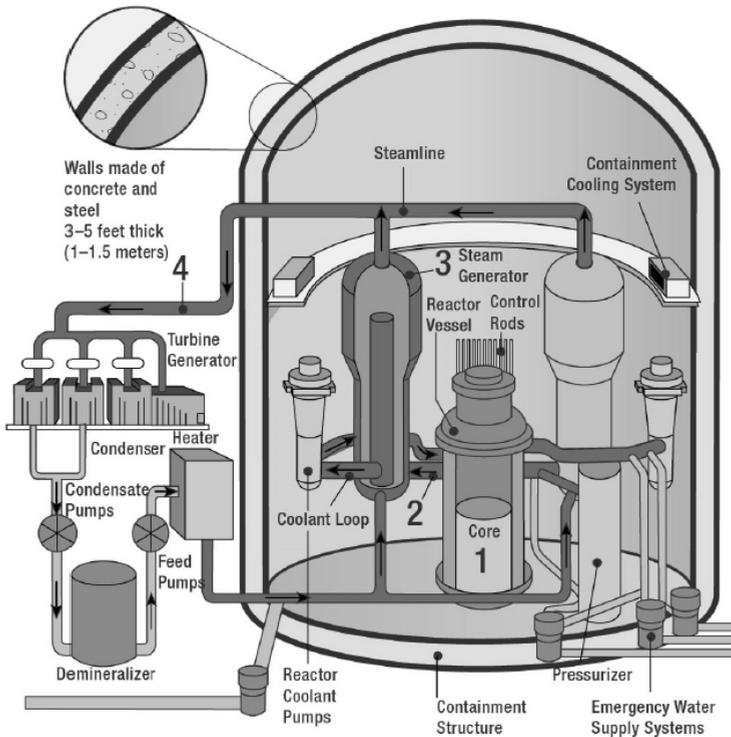


Fig. 8.15. Esquema simplificado de una central nuclear PWR⁸⁰

En el circuito de refrigeración secundario se bombea agua de refrigeración desde el sistema de alimentación de agua, la que pasa por

⁸⁰ <https://www.nrc.gov/reactors/pwrs.html>

el exterior de los tubos del generador de vapor y es calentada hasta convertirse en vapor. el vapor así generado pasa a través de la cañería principal de vapor a la turbina que, accionada por el mismo, gira el generador eléctrico. El vapor al salir de la turbina se condensa en un intercambiador y luego de pasar por sistemas intermedios de filtrado y secado, vuelve a los generadores de vapor impulsados por las bombas del circuito secundario. El condensador es refrigerado mediante agua que se toma de la fuente fría más cercana a la central como ser un lago, un río o mar en caso de no existir estos, se anexa a la central una torre de enfriamiento refrigerado por aire para cumplir con este propósito.

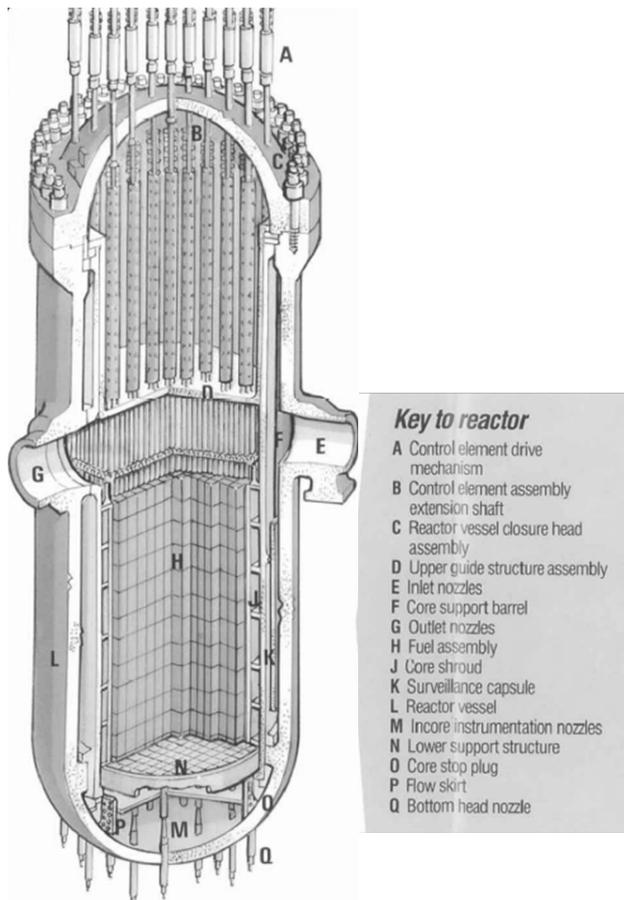


Fig. 8.15. Ejemplo reactor PWR

Autonomía

Los reactores PWR son recargados con combustibles en el inicio de ciclo de generación y, finalizado este (12 – 18 meses), deben parar para realizar el recambio de los elementos gastados y permutación de la posición en el núcleo de aquellos que aún admiten un período de quemado más.

Esta es una de las características principales de esta tecnología de reactores de uranio enriquecido, la recarga se hace por ciclo y se aprovecha la parada de recarga para tareas adicionales de mantenimiento.

8.3.2 Reactor de agua en ebullición (BWR)

Utiliza un combustible similar al PWR y su diferencia con este tipo de reactores es que tiene un circuito de transferencia de calor menos. Es decir que, en el primer circuito al extraer el calor del núcleo, el agua entra directamente en ebullición (fenómeno que define su nombre) y el vapor va a la turbina. A la salida de esta se condensa con un segundo circuito (equivalente al tercer circuito de los PWR) y vuelve refrigerar el núcleo.

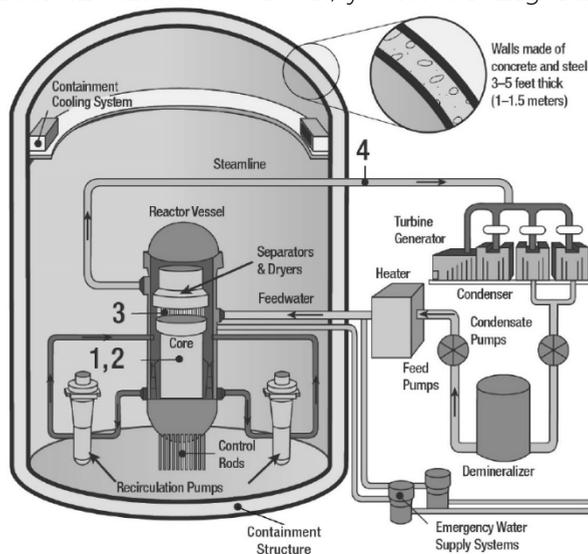


Fig. 8.16. Esquema simplificado de una central nuclear BWR⁸¹

⁸¹ <https://www.nrc.gov/reactors/pwrs.html>

En un reactor BWR, el refrigerante se lleva a ebullición mientras pasa por los canales combustible. Por lo tanto, se elimina la necesidad de un generador de vapor y un circuito secundario separados.

Esto proporciona un diseño robusto con menos complejidad y una eficiencia térmica marginalmente más alta que un PWR a expensas de algunas características. Para minimizar el desgaste de la turbina, se debe alimentar con vapor lo más seco posible. Para este propósito, se necesitan separadores de vapor y secadores de vapor. El agua que no se convierte en vapor se recircula de nuevo al núcleo del reactor mediante bombas de recirculación externas o internas.

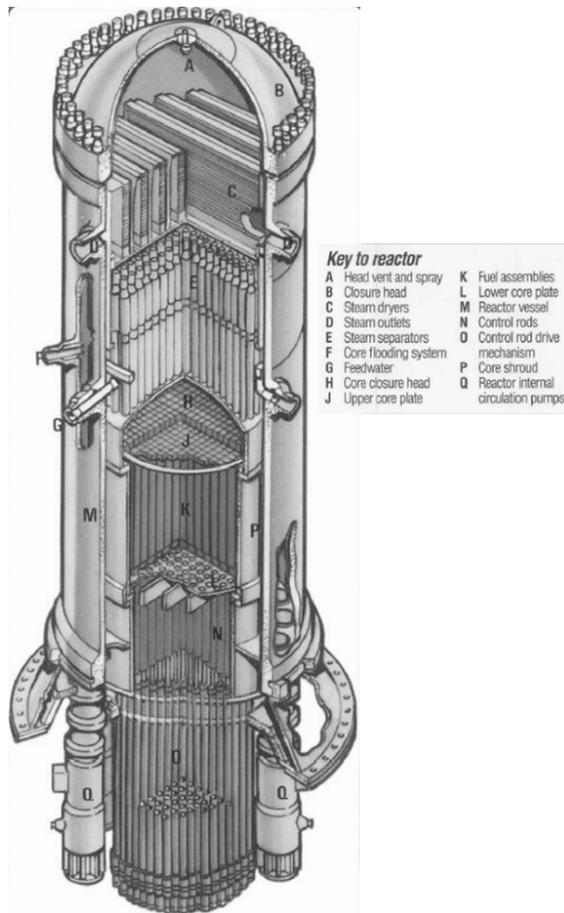


Fig. 8.17. Ejemplo reactor BWR

8.3.3 Reactor presurizado de agua pesada (PHWR)

Los reactores PHWR se diferencian de los anteriores en que por utilizar uranio natural como combustible tienen que ser moderados con Agua Pesada. Esto requiere ciertas modificaciones en el reactor para separar el moderador del refrigerante y un circuito adicional para circular y refrigerar el agua pesada del moderador. En la Argentina, las tres centrales nucleares que se encuentran operativas son del tipo PHWR, sin embargo, corresponden a dos modelos distintos que describiremos a continuación.

Centrales Nucleares Atucha I-II

A unos 100 km al noroeste de la Capital Federal, en el pueblo de Lima (partido de Zárate), se levantó la primera central nuclear de la República Argentina y Sudamérica. El 13 de enero de 1974 el reactor de la central nuclear entró en estado crítico marcando un hito histórico para el país.

El problema de la instalación de una central nuclear de potencia planteaba políticamente la elección del combustible más adecuado: uranio natural o uranio enriquecido. Las centrales alimentadas con uranio enriquecido presentaban la desventaja fundamental de que en esa época muy pocos países realizan comercialmente el proceso de enriquecimiento. El uranio natural, en cambio, era producido y comercializado por diversos países. La Argentina contaba (y cuenta), precisamente, con abundantes yacimientos de uranio. Considerando que, con cualquiera de los dos combustibles, la central nuclear sería económicamente competitiva con una central térmica convencional equivalente, se prefirió el uso de uranio natural para evitar la dependencia en la política atómica argentina de países dominantes y apostar al dominio total del ciclo, desde la exploración y producción del combustible, hasta la fabricación del agua pesada.

En 1964 la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) inició el estudio de factibilidad para la construcción de la Central Nuclear Atucha I (CNA I), que sería, en Argentina y Latinoamérica, la primera planta nuclear diseñada para la generación de energía eléctrica. En 1967, CNEA le confió su diseño y construcción a Siemens Aktiengesellschaft

Company de Erlangen, Alemania. La construcción empezó en junio de 1968 y la operación comercial en junio de 1974.

Con respecto a los precedentes tecnológicos asociados a la CNA I, debería mencionarse que en 1955 Siemens AG comenzó a desarrollar reactores alimentados con uranio natural, y moderados con agua pesada. El diseño PHWR fue concretado a comienzos de 1962 como un Reactor de Investigación Multi-Propósito (Multi-Purpose Research Reactor - MZFR) de 57 MWe, que entró en operación en 1966 en el Centro de Investigaciones Nucleares de Kalsruhe.

La Central Nuclear Atucha I fue diseñada en base al reactor de investigación MZFR y hasta la fecha ha mostrado un excelente desempeño con altos índices de disponibilidad y demostrando plena confiabilidad en operación.

El diseño original de CNA I consideraba sólo al uranio natural como combustible, suministrando al comienzo de su operación comercial una potencia eléctrica de 340 MWe con una potencia térmica de 1100 MWt. En 1977 la potencia eléctrica fue incrementada a 357 MWe (335 MWe netos) y correspondientemente su energía térmica a 1179 MWt. Desde 1995 hasta 1999 se llevó a cabo una carga progresiva del reactor con uranio levemente enriquecido (0,85%), de modo tal que en el presente el núcleo contiene sólo elementos combustibles con uranio levemente enriquecido.

La CNA II, del tipo PHWR de 700 MWe, fue diseñada por Siemens, con participación de ENACE como arquitecto ingeniero al comienzo del proyecto. La Licencia de Construcción de CNA II se emitió el 14 de julio de 1981. El proceso de construcción y puesta en marcha estuvo desde 1994 bajo la directa responsabilidad de la entidad estatal NA-SA, en su carácter de Titular de la Licencia.

El PHWR de 700 MWe utiliza toda la experiencia de Operativa de CNA I, central que ha demostrado un desempeño operativo excelente con altas tasas de disponibilidad y, por consiguiente, demostrando su gran confiabilidad operativa.

El reactor tipo PHWR con recipiente de presión implementado en el PHWR de 700 MWe deriva de la CNA I y del PWR estándar de 1300 MWe

de diseño KWU (Siemens). Por tanto, los componentes específicos utilizados relacionados con el agua pesada, como las bombas, los intercambiadores y las válvulas del moderador, los cierres de los canales del refrigerante, el Sistema de Recambio de Combustible, las columnas de enriquecimiento de agua pesada, etc. poseen un diseño casi idéntico al de los componentes de la CNA I; todos los demás componentes de la parte nuclear y convencional de la central, casi todos los sistemas principales y auxiliares y la distribución de los edificios derivan del diseño del PWR estándar KWU.

Con respecto a las características propias de la central, la instalación del reactor de agua a presión se compone de: el reactor propiamente dicho, dos circuitos de refrigeración principales del mismo tipo en paralelo, sistema de mantenimiento de la presión, sistema del moderador, y de algunas instalaciones auxiliares y secundarias como puede verse en la Figura 8.18.

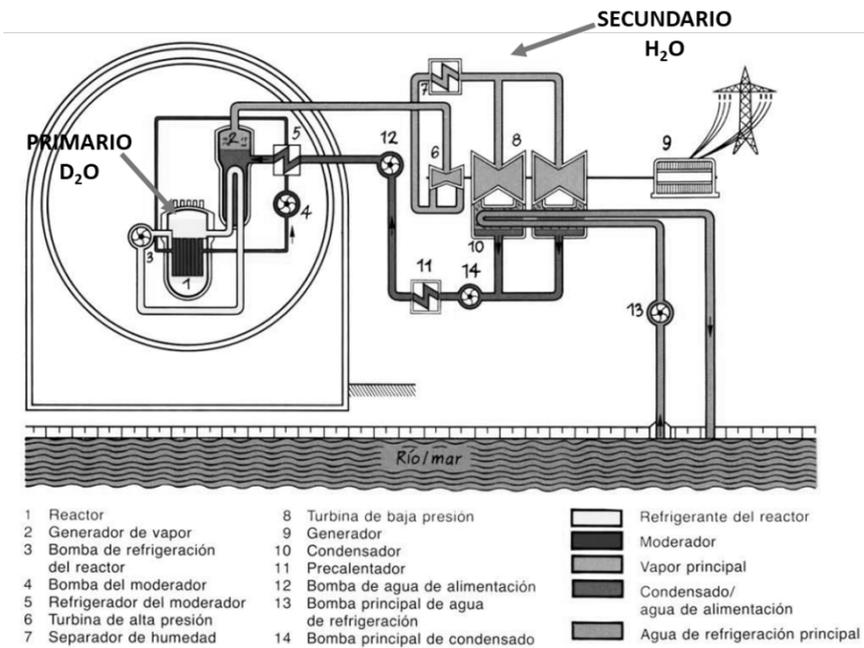


Fig. 8.18. Esquema simplificado de una central Atucha PHWR

El núcleo del reactor se encuentra dentro del recipiente de presión cerrado por una tapa desmontable. El moderador y refrigerante, ambos agua pesada, se separan entre sí mediante un segundo recipiente, el

tanque del moderador, este se encuentra atravesado por los canales de refrigeración que conducen al exterior del recipiente de presión y están provistos de un cierre de alta presión. Dentro de estos canales se encuentran suspendidos los elementos combustibles.

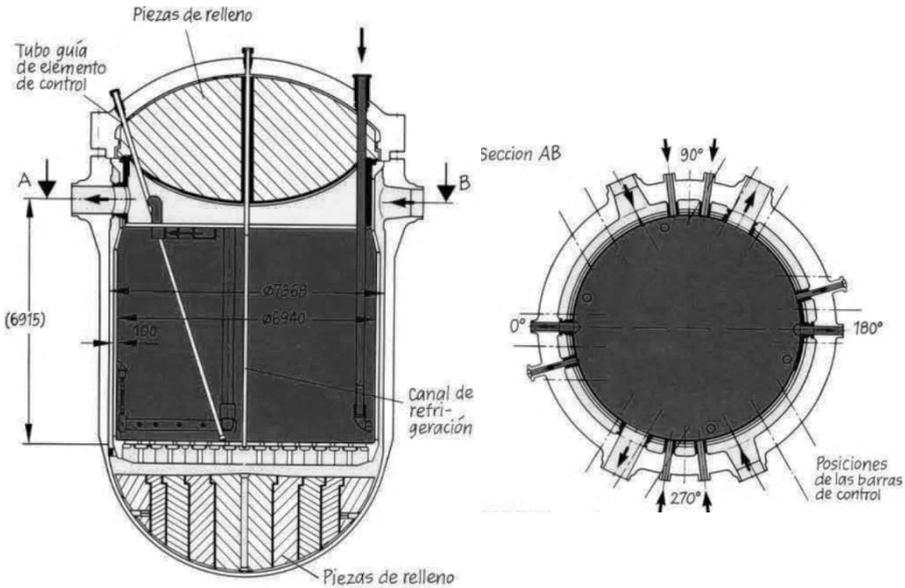
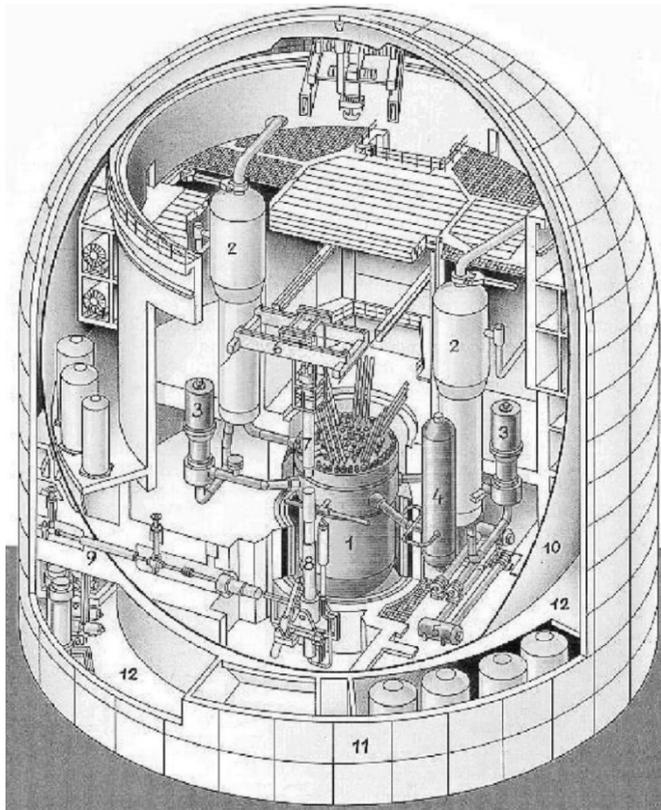


Fig. 8.19. Reactor PHWR Atucha II

El reactor de uranio natural hace posible poder desplazar y colocar los elementos combustibles durante el funcionamiento de la central, con vistas a lograr un alto grado de quemado. El procedimiento de carga y recarga de combustible se efectúa mediante una sola máquina. El sistema de transporte de los elementos combustibles está situado en el edificio del reactor y en el edificio de las piletas de elementos combustibles. Los elementos principales del sistema de transporte (Figura 8.23) son: la máquina de carga de combustible, el basculante con su estructura de apoyo, el sistema de transferencia de combustible, las piletas de elementos combustibles y los correspondientes sistemas auxiliares e instalaciones de mantenimiento. El procedimiento de recarga de combustible es totalmente automático y se vigila desde la sala de control.



- | | |
|-----------------------------------------------|------------------------------------------|
| 1 - Vasija del Reactor | 7 - Máquina de Recambio |
| 2 - Generador de Vapor | 8 - Dispositivo Basculante |
| 3 - Bomba Refrigerante del Reactor | 9 - Tubo de Transferencia de Combustible |
| 4 - Presurizador | 10 - Contención |
| 5 - Intercambiador de Calor del Moderador | 11 - Edificio del Reactor |
| 6 - Sistema de Transporte Máquina de Recambio | 12 - Espacio Anular |

Fig. 8.20. Edificio del reactor central nuclear Atucha I⁸²

Las centrales cuentan con sistemas auxiliares que están organizados básicamente de la misma manera que los sistemas auxiliares de las plantas PWR. Los sistemas auxiliares trabajan conjuntamente con el sistema de refrigeración del reactor y el sistema moderador para asegurar las condiciones químicas especificadas para el refrigerante y el moderador. Los sistemas que contienen D2O están estrictamente separados de los que contienen H2O, con el fin de evitar la

82

https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/quinto_informe_nacional_seguridad_nuclear_2010_castellano.pdf

degradación del D2O. Las funciones principales de los sistemas auxiliares son:

- Almacenamiento de D2O
- Control del volumen, abastecimiento de agua de sellado
- Tratamiento y enriquecimiento del D2O
- Dosificación del ácido bórico y alimentación de productos químicos al circuito primario
- Inyección rápida de boro
- Refrigeración de los componentes nucleares
- Refrigeración de las piletas de elementos combustibles
- Suministro de fluidos auxiliares a la máquina de carga de combustible
- Compensación de fugas
- Evacuación del calor residual del núcleo, refrigeración de emergencia del núcleo

Los sistemas auxiliares y secundarios están situados principalmente en el edificio auxiliar y, en parte, en el recinto anular del edificio del reactor.

La sala de control principal contiene los equipos de operación e información para el control y la vigilancia de los sistemas de la central. Esto significa que desde esta sala se controlan las acciones manuales, los ajustes de los valores requeridos y la vigilancia del reactor, los sistemas auxiliares importantes del reactor, el ciclo de agua de alimentación/vapor, la turbina, el generador y el equipo generador de corriente de emergencia. También se encuentran las indicaciones de los sistemas de alarma de incendios, vigilancia de áreas, vigilancia de ascensores, puertas y esclusas.

La sala de control principal está situada en el nivel superior del edificio eléctrico, encima de las salas de equipos electrónicos. Por razones de seguridad, se puede entrar a ella únicamente a través de entradas controladas.

Tabla 8.3. Características de las centrales Atucha

| DATO TÉCNICO | CNAI | CNAII |
|---------------------------------------------|------------------|------------------------|
| POTENCIA TERMICA [MWt] | 1179 | 2160 |
| POTENCIA ELÉCTRICA NOMINAL TOTAL [MWe] | 357 | 745 |
| N° ELEMENTOS COMBUSTIBLES | 252 | 451 |
| COMBUSTIBLE | ULE (0,85%) | UO ₂ (0,7%) |
| LONGITUD ACTIVA DEL COMBUSTIBLE [m] | 5,3 | 5,3 |
| GENERADORES DE VAPOR | 2 | 2 |
| BOMBAS DE MODERADOR | 2 | 4 |
| REFRIGERANTE Y MODERADOR | D ₂ O | D ₂ O |
| PRESIÓN DEL PRIMARIO [atm.] | 115 | 115 |
| TEMPERATURA SALIDA DEL PRIMARIO [°C] | 298 | 313 |
| TEMPERATURA SALIDA DEL GENERADOR VAPOR [°C] | 255 | 271 |
| PRESIÓN DEL SECUNDARIO [atm.] | 44 | 56 |

Centrales Nuclear Embalse

Continuando con la política nucleoelectrica de la CNEA de construir centrales de uranio natural, en 1967 la CNEA inició el estudio de factibilidad para la construcción de la Central Nuclear Embalse (CNE) y en 1973 firmó un contrato con la Atomic Energy of Canada Limited (AECL) y la Società Italiani Impianti P.A. para la instalación de una planta de energía nuclear tipo CANDU (Canadian Deuterium Uranium) de 600 MWe en Embalse, en la Provincia de Córdoba, Argentina, en la península de Almafuerte, junto a la orilla sur del Lago de Río Tercero. La construcción de la central comenzó en mayo de 1974 y la operación comercial en enero de 1984.

La disposición de edificios y estructuras de la CNE se muestran en la Figura 8.21. Los edificios y las estructuras principales se pueden dividir edificios nucleares y en edificio de turbina. Los edificios nucleares incluyen el edificio del reactor, el edificio de servicios, el edificio de abastecimiento de agua de emergencia, el edificio de refrigeración de emergencia del núcleo de alta presión y de los equipos auxiliares.

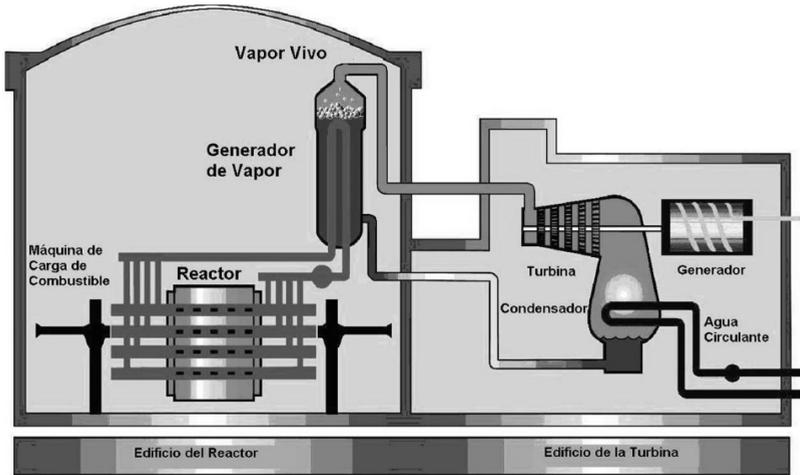


Fig. 8.21. Esquema simplificado de una central CANDU

A diferencia de las centrales Atucha I-II, el reactor está formado por un tanque cilíndrico horizontal de acero inoxidable (denominado Calandria), atravesado horizontalmente por 380 canales, (llamados tubos de presión), dentro de cada uno de los cuales hay 12 elementos combustibles y por los cuales circula el agua pesada que actúa como refrigerante. Entre los tubos de presión y la calandria circula el moderador, también agua pesada. Las barras de control atraviesan al reactor verticalmente y se introducen por la parte superior.

Dentro de los canales de elementos combustibles, y embebiendo exteriormente los manojos, circula el agua pesada del circuito primario de transporte de calor. La misma efectúa la transferencia térmica desde el combustible nuclear, cuando éste fisiona, hacia el sistema secundario.

Para evitar que el calor generado por los elementos combustibles escape desde el sistema primario hacia el del moderador, los canales de elementos combustibles han sido construidos con dos tubos concéntricos, entre los que existe un espacio anular. El tubo interior se denomina de presión y, el exterior, tubo de calandria. El espacio anular se llena con anhídrido carbónico (CO₂) que actúa como aislante térmico.

Con el fin de que el agua pesada del sistema primario de transporte de calor no hierva, disminuyendo su eficiencia como refrigerante del elemento combustible, se la mantiene presurizada de manera tal que

aumente su punto de ebullición por encima de la temperatura de operación.

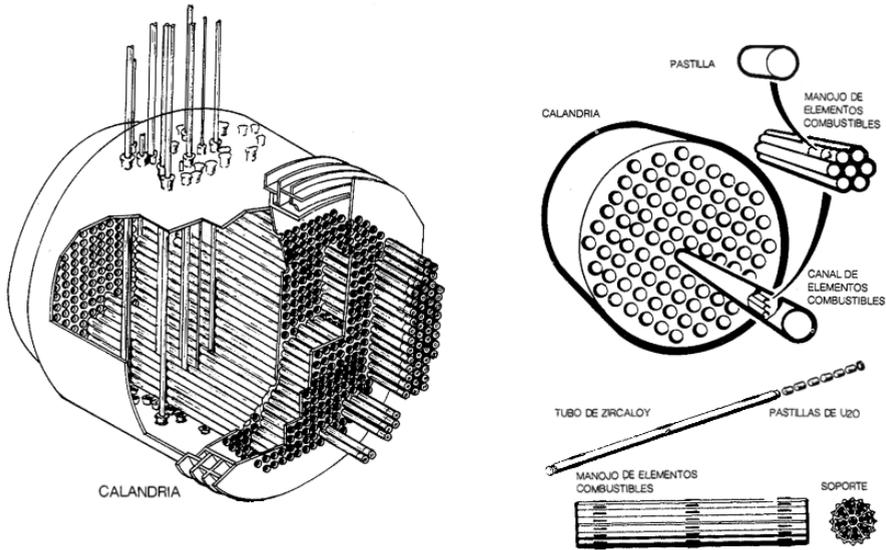


Fig. 8.22. Esquema de la calandria (Reactor CANDU)

El sistema del moderador también contiene agua pesada. Como se explicó anteriormente, se emplea para efectuar la moderación de los neutrones, provenientes de la fisión de los elementos combustibles, a efectos de posibilitar la reacción nuclear autosostenida.

El sistema del moderador está constituido por un circuito cerrado. El agua pesada que él contiene rodea, por la parte externa, los tubos de calandria. Los componentes contenidos en los canales de elementos combustibles, como los canales en sí, están construidos con materiales poco absorbentes de neutrones. Cuando tiene lugar la fisión del combustible, los neutrones atraviesan fácilmente los mencionados componentes, y alcanzan el agua pesada del moderador, por lo que se produce el efecto de moderación. Con el nivel adecuado de energía obtenido inciden en el combustible.

Debido a que se busca una continuidad en el servicio del reactor, el recambio de elementos combustibles debe efectuarse mientras opera, éste, en régimen de potencia, característica principal de las centrales de uranio natural.

Como los canales de refrigeración se encuentran presurizados, la introducción de elementos combustibles nuevos y la extracción de los quemados se realiza bajo presión y permitiendo la circulación del medio refrigerante (agua pesada del sistema primario).

Para ejecutar las operaciones de recambio, se cuenta con el sistema de manejo de elementos combustibles. Las máquinas de carga son los dispositivos mecánicos que hacen posible introducir elementos combustibles nuevos en los canales bajo presión y extraer los quemados, facilitando su refrigeración y posterior envío a la piletta de almacenamiento de elementos combustibles quemados.

Dichas máquinas se encuentran montadas sobre puentes grúas y carros deslizantes, que les permiten efectuar tres tipos de movimientos frente a ambas caras del reactor:

- Vertical
- Horizontal
- Según el eje longitudinal de la calandria

Con estos se logra colocar en ambos extremos de un mismo canal a las dos máquinas en forma simultánea para efectuar las operaciones de recambio (Figura 8.27).

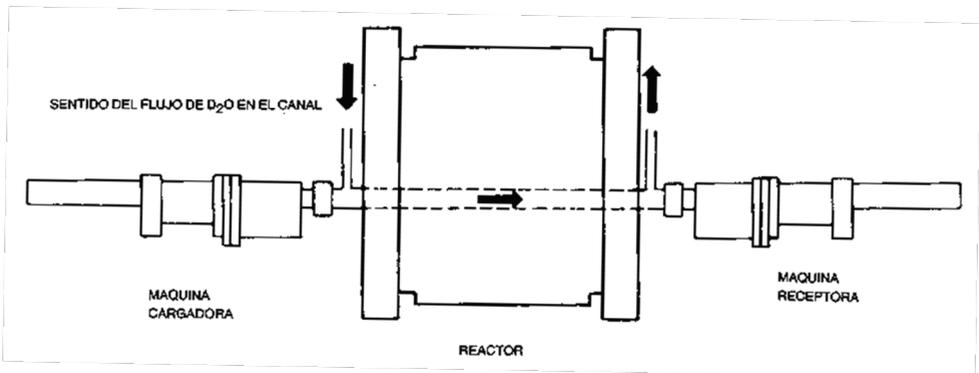


Fig. 8.23. Esquema de las máquinas de recambio de combustible.

8.3.4 Centrales nucleares en el mundo⁸³

Periódicamente la Agencia Internacional de Energía Atómica (IAEA) publica series estadísticas con información detallada de cada uno de los reactores de potencia actuales en operación, los planificados y los que ya han finalizado su periodo de operación, entre otros datos relacionados con la generación nucleoelectrónica.

Al 31 de diciembre de 2021, existían en operación 422 reactores con una capacidad instalada de 378314 MWe. La construcción de centrales nucleares ha progresado constantemente desde el año 2000 contando con 57 obras iniciadas a dicha fecha.

La tecnología PWR es la más utilizada por un amplio margen a nivel mundial, ocupando un 72% de la totalidad de los reactores del mundo. El segundo lugar lo ocupa la tecnología BWR, con un 14% y el tercero, el tipo PHWR, con un 11%. El resto de las tecnologías utilizadas en la actualidad representan un 3% de la cantidad utilizada mundialmente.

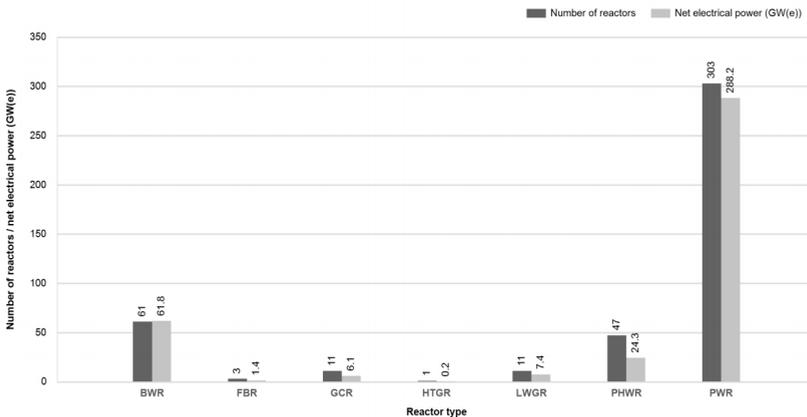


Fig. 8.24. Reactores en operación por tecnología (diciembre 2021).

Nuevos diseños de reactores

Los tipos de reactores desarrollados hasta aquí son denominados de segunda y tercera generación (Generación II, Generación III). Estos reactores comerciales surgieron luego de la etapa de prueba y validación de los respectivos prototipos y fueron construidos entre 1960 y 1990.

⁸³ <https://www.iaea.org/publications/15211/nuclear-power-reactors-in-the-world>

Si bien han mostrado muy buen desempeño operativo y de seguridad, presentan dos grandes limitaciones: temperatura de operación menor a 300 °C lo que limita la eficiencia del ciclo y el espectro neutrónico que limita el aprovechamiento del combustible.

Los reactores de Generación IV son un conjunto de diseños desarrollados por la Generation IV International Forum (GIF) para su utilización en aplicaciones comerciales con niveles de tecnología que varían entre las que requieren un proyecto de demostración y las que están ya disponibles y se consideran competitivas desde un punto de vista económico.

La característica principal de estos diseños es el desarrollo de un ciclo de combustible cerrado y más sustentable. Se espera su entrada en operación a lo largo de las décadas de 2030 y 2040.



Fig. 8.25. Generaciones de reactores nucleares⁸⁴.

⁸⁴ https://www.foronuclear.org/wp-content/uploads/2020/12/Monografia_Reactores_Avanzados-1.pdf?x19466

8.4. Seguridad en el diseño

Una central nuclear se diseña de modo que pueda hacer frente a un conjunto de sucesos que incluye condiciones normales, incidentes operacionales previstos, sucesos externos extremos y condiciones de accidente. Con esta finalidad se siguen reglas conservativas y criterios que implican márgenes de seguridad al establecer los requisitos de diseño. Se efectúan amplios análisis para evaluar el comportamiento o la capacidad de los distintos componentes y sistemas de la central en materia de seguridad.

Los distintos eventos a que la central tiene que hacer frente se clasifican según la probabilidad de que ocurran. La atención puesta en el diseño es garantía de que la central no sufre daños a causa de los eventos clasificados como normales de explotación, o que cabe esperar razonablemente que ocurran durante la vida útil de la central.

Tabla 8.4. Situaciones operacionales de una central nuclear

| CATEGORÍA DE SITUACIÓN DE LA CENTRAL | FRECUENCIA ESPERADA | EJEMPLOS DE SUCESOS CORRESPONDIENTES A LA SITUACIÓN DE LA CENTRAL | OBJETIVOS DEL DISEÑO CON FINES DE SEGURIDAD |
|-----------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Funcionamiento normal: a) estado estacionario b) otros estados | a) La mayor parte del tiempo b) Una o más veces al año | a) Funcionamiento a potencia b) Transitorios de puesta en marcha y parada, recarga de combustible, mantenimiento, pruebas | Las variables de la central deben permanecer dentro del rango establecido para la explotación. Ninguna pérdida de integridad estructural |
| Incidentes operacionales previstos | Varias veces durante la vida útil de la central | Pérdida de caudal del agua de alimentación, disparo de la turbina, pérdida de suministro eléctrico del exterior | Parada ordenada de la central. Ninguna restricción de seguridad para el funcionamiento subsiguiente de la central. Cumplimiento de las funciones de seguridad de los sistemas y componentes según se requiera |
| Condiciones de accidentes | Raramente, quizás nunca durante la vida útil de la central | Pérdida de refrigerante primario tal que exceda de la capacidad de aportación normal, accidente importante en manipulación del combustible, inserción súbita de una fuerte reactividad positiva en el núcleo del reactor | Mantenimiento de la integridad estructural, capacidad funcional y operabilidad de los sistemas y componentes utilizados para mitigar las condiciones de accidente. Parada de la central y mantenimiento en tal situación |

En el diseño de la central se incluyen sistemas técnicos de seguridad, como protección contra la posibilidad de que ocurran accidentes que normalmente constituirían por su naturaleza una importante contribución al riesgo, o para mitigar las consecuencias de dichos accidentes. Todo sistema técnico de seguridad está destinado a

prevenir o mitigar una gama específica de accidentes que se denominan accidentes de base de diseño de ese sistema. Además, en el diseño se presta atención a la necesidad en el futuro de actividades tales como mantenimiento y ensayos periódicos.

8.4.1 Características generales de la planta

Sistemas de control de procesos de la central

La operación normal y los incidentes operacionales previstos se controlan de forma que las variables de la central y de los sistemas permanezcan dentro de sus márgenes operacionales. Esto reduce la frecuencia con que se hace uso de los sistemas de seguridad.

Las variables neutrónicas y termohidráulicas importantes de la central tienen asignados márgenes operacionales, límites de disparo y límites de seguridad.

Los límites de disparo son valores menos extremos de las variables que, si se alcanzan como resultado de un incidente operacional previsto o de un funcionamiento defectuoso o falla del equipo, desencadenan una acción automática de protección de la central, tal como una reducción programada de la potencia, la parada o una respuesta aún más acentuada. Los límites de disparo se eligen de forma que las variables de la central no alcancen los límites de seguridad.

Sistemas automáticos de seguridad

Se prevén sistemas automáticos que pararían el reactor en condiciones de seguridad, lo mantendrían en estado de refrigeración, y limitarían todo escape de productos de fisión que posiblemente se producirían si las condiciones de funcionamiento superaran los límites de disparo fijados.

Se prevé que, pese a la alta calidad del diseño, la construcción y a todos los dispositivos de control de la central, ocurrirán ocasionalmente secuencias de sucesos, originados dentro o fuera de la central, que sobrepasen la capacidad de protección de los sistemas normales de control de la central. Estas fallas hipotéticas constituyen una amplia gama de eventos iniciadores de accidentes frente a los cuales se evalúa el diseño.

Se adoptan los dispositivos técnicos de seguridad necesarios para tener la certeza de que los daños a la central, especialmente al núcleo del reactor, serán limitados, incluso en el caso del accidente más grave considerado en la base de diseño. En tales circunstancias, se controlaría la potencia del reactor, se mantendría la refrigeración del núcleo y quedaría confinada por barreras físicas apropiadas toda sustancia radiactiva liberada desde el combustible.

La activación y el funcionamiento de los dispositivos técnicos de seguridad son sumamente confiables. Esta confiabilidad se logra aplicando adecuadamente en el diseño el criterio de falla sin riesgo, previendo medidas de protección contra las fallas debidas a causa común, y manteniendo la independencia entre los sistemas de seguridad y los sistemas de operación de la central.

El diseño de la central incluye la capacidad de ensayar los sistemas automáticos de seguridad durante toda la vida útil de la central, con ensayos automáticos en la medida de lo posible. Se procura que las condiciones de ensayo sean iguales que las de funcionamiento.

Fallas dependientes

Principio: Las provisiones tomadas en el diseño procuran evitar la pérdida de funciones de seguridad por daños a varios componentes, sistemas o estructuras resultantes de una causa común.

El método de diseño apropiado para evitar daños a dos o más sistemas simultáneamente viene determinado por las circunstancias específicas. Entre los principios adoptados se encuentran la independencia, (la cual se consigue en el diseño de los sistemas recurriendo al aislamiento funcional y a la separación física), la redundancia unida a la diversidad y la calificación para resistir los daños.

Algunos eventos debidos a causa común que se han de considerar tendrán sus orígenes en incidentes internos a la central tales como: pérdida de la alimentación eléctrica común, agotamiento del combustible de generadores diésel, pérdida de función de servicios comunes, incendio, explosión, misiles despedidos por falla de componentes rotatorios o a presión, interacción de sistemas, error de diseño, operación, mantenimiento o ensayo. También se tienen en

cuenta las fallas debidas a defectos no detectados de fabricación y construcción.

Entre los sucesos con causa común externos a la central figuran los de tipo natural tales como los terremotos, vientos fuertes e inundaciones, los peligros originados por el hombre tales como: las caídas de aeronaves, nubes explosivas a la deriva, incendios y explosiones, que podrían provenir de actividades ajenas a la central nuclear.

Protección radiológica en el diseño

En la etapa de diseño se prevén dispositivos de protección radiológica para proteger al personal de la central contra la exposición a las radiaciones y para mantener las emisiones de efluentes radiactivos dentro de los límites prescriptos.

Al efectuar el diseño se prevé la protección del personal de operación y de mantenimiento contra la radiación directa y la contaminación por sustancias radiactivas. En el diseño de los sistemas de evacuación de desechos radiactivos se tiene cuidado de adoptar disposiciones para el cumplimiento en forma prudencial de los límites autorizados. El diseño es garantía de que todos los componentes de la central que contienen sustancias radiactivas llevan el blindaje adecuado y de que las sustancias radiactivas se hallan dentro de una contención apropiada.

Al diseñar la disposición de la central se tienen en cuenta los requisitos de protección radiológica prestando atención a la adecuada ubicación de los componentes y sistemas de la central, los requisitos de blindaje, el confinamiento de las sustancias radiactivas, la accesibilidad, la regulación del acceso, la necesidad de vigilancia radiológica, control del ambiente de trabajo y la descontaminación.

Se tiene cuidado de emplear materiales que se vuelvan excepcionalmente radiactivos, con períodos de semidesintegración prolongados bajo irradiación neutrónica; se evitan características de diseño que favorezcan la retención de sustancias activadas en lugares de los que sea difícil retirarlas; y de prever acabados de superficie que faciliten la descontaminación. En el diseño de la central se incluyen los

medios necesarios para la vigilancia radiológica del personal, de zonas y para la descontaminación del personal.

En la fase de diseño se presta atención asimismo a la protección radiológica en la fase de clausura. Una vez terminada la vida útil de la central y después de haber retirado todo el combustible nuclear, quedarán en el emplazamiento cantidades considerables de sustancias radiactivas. Se procura seleccionar materiales cuya radiactividad residual será baja en los plazos de tiempo que importan para la clausura, y se tiene en cuenta la necesidad de acceso adecuado para el desmantelamiento.

Confinamiento de las sustancias radiactivas

La central se diseña de forma que sea capaz de retener la mayor parte de las sustancias radiactivas que podrían escapar del combustible, en toda la gama de accidentes considerados en el diseño.

Es preciso un sistema especial que retenga las sustancias radiactivas que podrían escapar como resultado de un accidente evitando la fuga las sustancias radiactivas más importantes compuestas principalmente por productos de fisión. Estos sistemas especiales que realizan una función de confinamiento tienen características comunes consistentes en una estructura que encierra la región a la cual podrían dichas sustancias radiactivas del combustible. El confinamiento puede efectuarse haciendo la estructura tan resistente que, una vez sellada, pueda soportar una elevada presión interna. Se denomina entonces estructura de contención. La estructura de contención suele tener un subsistema que completa el proceso de sellado cuando es necesario, y otros subsistemas que protegen la estructura. Juntos constituyen un sistema de contención.

El confinamiento puede efectuarse dotando a la estructura de dispositivos que permitan descargar al exterior la presión debida a un accidente, a la vez que garanticen la retención de la mayor parte de las eventuales sustancias radiactivas escapadas del combustible. La estructura conserva su integridad, tanto a corto como a largo plazo, en las condiciones de presión y temperatura que podrían existir en caso de accidente considerado en la base de diseño.

Ha de demostrarse que la capacidad de confinamiento es tal que cumple las metas prescritas en la base de diseño para limitar la fuga de sustancias radiactivas. En consecuencia, se prevén ensayos funcionales para cerciorarse del cumplimiento de las metas de diseño.

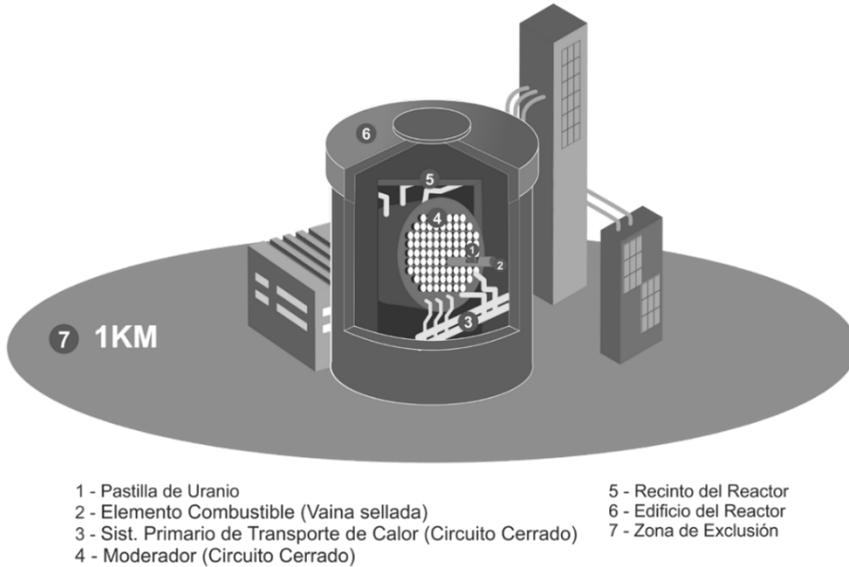


Fig. 8.26. Barreras de protección de una central nuclear.

8.5. Control regulatorio

La ARN (Autoridad Regulatoria Nuclear) es el organismo nacional argentino dedicado a la regulación de la actividad nuclear en las áreas de seguridad radiológica y nuclear, salvaguardias y no proliferación, y protección y seguridad física.

La ARN es una entidad autárquica en jurisdicción de la Presidencia de la Nación, creada en 1997 mediante la Ley Nacional N° 24804 de la Actividad Nuclear. La ARN es sucesora del Ente Nacional Regulador Nuclear (1994-1997), que a su vez fue continuador de la rama regulatoria de la Comisión Nacional de Energía Atómica (1950-1994).

Tiene como objetivos principales:

- Proteger a las personas, al ambiente y a las futuras generaciones de los efectos nocivos de las radiaciones ionizantes y mantener condiciones satisfactorias de seguridad radiológica y nuclear.
- Asegurar que la actividad nuclear se realice únicamente con fines pacíficos y prevenir el acceso no autorizado a materiales nucleares que pudieran provocar situaciones de riesgo.

Según el artículo 16 de dicha ley, la Autoridad Regulatoria Nuclear tiene las siguientes funciones, facultades y obligaciones:

- a) Dictar las normas regulatorias referidas a seguridad radiológica y nuclear, protección física y fiscalización del uso de materiales nucleares, licenciamiento y fiscalización de instalaciones nucleares, salvaguardias internacionales y transporte de materiales nucleares en su aspecto de seguridad radiológica y nuclear y protección física;
- b) Otorgar, suspender y revocar las licencias de construcción, puesta en marcha y operación y retiro de centrales de generación nucleoelectrónica;
- c) Otorgar, suspender y revocar licencias, permisos o autorizaciones en materia de minería y concentración de uranio, de seguridad de reactores de investigación, de aceleradores relevantes, de instalaciones radiactivas relevantes, incluyendo las instalaciones para la gestión de desechos o residuos radiactivos y de aplicaciones nucleares a las actividades médicas e industriales;
- d) Realizar inspecciones y evaluaciones regulatorias en las instalaciones sujetas a la regulación de la Autoridad Regulatoria Nuclear, con la periodicidad que estime necesaria;
- e) Proponer ante el Poder Ejecutivo Nacional la cesión, prórroga o reemplazo de una concesión de uso de una instalación nuclear de propiedad estatal cuando hubiese elementos que así lo aconsejen, o su caducidad cuando se motive en incumplimientos de las normas que dicte en materia de seguridad radiológica y nuclear;
- f) Promover acciones civiles o penales ante los tribunales competentes frente al incumplimiento de los licenciatarios o

titulares de una autorización o permiso reglados por la presente ley, así como también solicitar órdenes de allanamiento y requerir el auxilio de la fuerza pública cuando ello fuera necesario para el debido ejercicio de las facultades otorgadas por esta norma;

- g) Aplicar sanciones, las que deberán graduarse según la gravedad de la falta en apercibimiento, multa que deberá ser aplicada en forma proporcional a la severidad de la infracción y en función de la potencialidad del daño, suspensión de una licencia, permiso o autorización o su revocación. Dichas sanciones serán apelables al solo efecto devolutivo por ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal;
- h) Establecer los procedimientos para la aplicación de sanciones que corresponda por la violación de normas que dicte en ejercicio de su competencia, asegurando el principio del debido proceso;
- i) Disponer el decomiso de los materiales nucleares o radiactivos, así como también clausurar preventivamente las instalaciones sujetas a la regulación de la Autoridad Regulatoria Nuclear, cuando se desarrollen sin la debida licencia, permiso o autorización o ante la detección de faltas graves a las normas de seguridad radiológica y nuclear y de protección de instalaciones. A tales efectos, se entiende por falta grave al incumplimiento que implique una seria amenaza para la seguridad de la población o la protección del ambiente o cuando no pueda garantizarse la aplicación de las medidas de protección física o de salvaguardias;
- j) Proteger la información restringida con el fin de asegurar la debida preservación de secretos tecnológicos, comerciales o industriales y la adecuada aplicación de salvaguardias y medidas de protección física;
- k) Establecer, de acuerdo con parámetros internacionales, normas de seguridad radiológica y nuclear para el transporte terrestre, fluvial, marítimo o aéreo de material nuclear y radiactivo y de protección física del material transportado;
- l) Establecer, de acuerdo con parámetros internacionales, normas de seguridad radiológica y nuclear referidas al personal que se desempeñe en instalaciones nucleares y otorgar las licencias, permisos y autorizaciones específicas habilitantes para el

desempeño de la función sujeta a licencia, permiso o autorización.

- m) Determinar un procedimiento de consultas con los titulares de licencias para instalaciones nucleares relevantes toda vez que se propongan nuevas normas regulatorias o se modifiquen las existentes. Dentro de dicho procedimiento deberá prever que las modificaciones de normas existentes o el dictado de nuevas normas se fundamenten en un criterio de evaluación basado en la relación beneficio/costo de la aplicación de la nueva regulación;
- n) Evaluar el impacto ambiental de toda actividad que licencie, entendiéndose por tal a aquellas actividades de monitoreo, estudio y seguimiento de la incidencia, evolución o posibilidad de daño ambiental que pueda provenir de la actividad nuclear licenciada;
- o) Someter anualmente al Poder Ejecutivo Nacional y al Honorable Congreso de la Nación un informe sobre las actividades del año y sugerencias sobre medidas a adoptar en beneficio del interés público;
- p) Solicitar información a todo titular de licencia, permiso o autorización sobre los temas sujetos a regulación;

8.6. Características técnicas

Las centrales nucleares se caracterizan por tener un alto factor de carga y aportar energía firme en los sistemas eléctricos de potencia. Esto se debe al tamaño de los ciclos de vapor y los tiempos de calentamiento que deben respetar para no estresar la turbina y reactor. Ofrecen la posibilidad de poder ubicarse cerca de los centros de cargas lo que permite optimizar el uso de líneas de transmisión.

El hecho de tener que disponer de tantos sistemas de seguridad redundantes, numerosas cargas de sistemas auxiliares con alimentaciones normales y aseguradas, edificios blindados y componentes eléctricos de gran magnitud, entre otras, explica los altos costos de inversión que demandan para su construcción. Muy similar a

lo que sucede con las centrales hidroeléctricas, son obras de gran magnitud que en muchos casos las enfrentan organismos públicos que asumen el riesgo empresario para su construcción y financiamiento.

Dominar la tecnología nuclear solo es posible a través del empleo y capacitación de personal específico, desde la etapa de planificación, construcción, operación y cierre final. Los altos costos de operación y mantenimiento, comparadas con otras tecnologías de generación, se debe también a la cantidad de personal que se demandan en cada una de estas fases mencionadas.

La generación nucleoelectrica tuvo su mayor impulso durante la crisis del petróleo en la década de 1970. Algo similar empezó a suceder en el último año como consecuencia de la fuerte suba de los precios del gas y combustibles líquidos producto de los conflictos internacionales. Claramente, el uranio es un recurso energético que brinda la posibilidad de independencia energética, principalmente, para los países que tienen el mineral y pueden dominar el ciclo completo del combustible, tal como se pensó en el país más de cincuenta años atrás.

8.7. Impacto ambiental, social y económico

La energía nuclear y la hidroeléctrica forman la columna vertebral de la generación de electricidad con bajas emisiones de carbono. Juntas, proporcionan las tres cuartas partes de la generación mundial baja en carbono. Para ilustrar mejor el concepto de emisiones de carbono es conveniente evaluar todo el ciclo de vida como se hizo para las centrales termoeléctricas en el Capítulo 6.

Según Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa (UNECE) desde la perspectiva del ciclo de vida ambiental se ha demostrado que la energía nuclear es baja en carbono, pero también presenta una serie de beneficios adicionales. Genera una baja ocupación y transformación de la tierra a lo largo del ciclo de vida, y debido a la alta densidad de energía de los elementos combustibles, que minimiza el área de extracción por kWh, y a la relativa baja ocupación de los sitios de

las centrales eléctricas, los impactos en la salud humana y la biodiversidad son bajos en general para las tecnologías PWR y BWR.

Por otro lado, la generación de electricidad nuclear, como es habitual en las centrales térmicas, requiere cantidades significativas de agua principalmente para fines de refrigeración. Si se utiliza refrigeración de ciclo abierto, 1 kWh de salida requiere la utilización de hasta 200 litros de agua extraída y devuelta al medio ambiente después de un ciclo. Se pierden entre 1 y 3 litros debido a la evaporación aguas abajo. Si se utiliza refrigeración de ciclo cerrado, como una torre de refrigeración, se evaporarán y consumirán entre 3 y 4 litros de agua por kWh con un consumo equivalente de extracción. Los estudios de evaluación del ciclo de vida también han mostrado impactos moderados de toxicidad potencial de la minería y la molienda. Finalmente, la energía nuclear es una de las dos tecnologías que muestran cantidades significativas de radiación ionizante en su cadena de suministro. La radiación ionizante es una categoría de impacto incluida en la mayoría de las metodologías de evaluación para medir el impacto potencial debido a las emisiones radiactivas de materiales, procesos o productos.

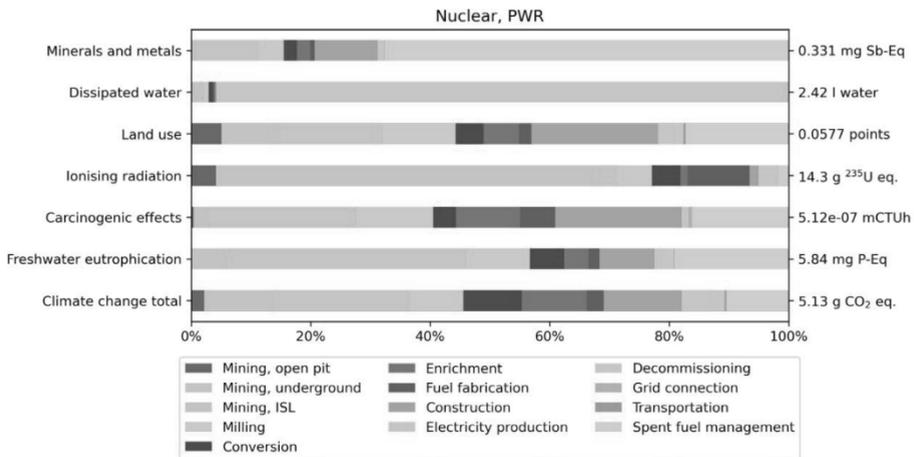


Fig. 8.27. Impacto del ciclo de vida de la producción de 1 kWh de energía por un reactor PWR⁸⁵.

⁸⁵ <https://unece.org/sites/default/files/2021-10/LCA-2.pdf>

Como se muestra en la Figura 8.27, los procesos iniciales, y especialmente la minería, son los principales contribuyentes a los impactos generales del ciclo de vida de la energía nuclear. Según el informe, los procesos centrales y las actividades de desmantelamiento vienen a continuación, pero no contribuyen más del 30 % y el 10 % de los impactos generales, respectivamente.

La gestión hasta la disposición final del combustible gastado generado en las centrales nucleares es una etapa importante del ciclo del combustible nuclear y constituye lo que se conoce como la parte final de ese ciclo. Aunque se reprocesa una tercera parte del combustible gastado que se acumula a nivel mundial, la mayor parte se almacena hasta que se decide la estrategia definitiva (el procesamiento o la disposición final).

Actualmente, tras un período adecuado de almacenamiento, se pueden hacer dos cosas con el combustible gastado, a saber:

- considerarlo como desecho que habrá de ser sometido a acondicionamiento para su disposición final en un repositorio geológico profundo, lo que se conoce como ciclo abierto del combustible nuclear; o
- reprocesarlo para recuperar el material fisible restante que se pueda reciclar como combustible nuevo con el fin de utilizarlo en reactores nucleares, lo que genera desechos de actividad alta que habrán de ser sometidos a disposición final en un repositorio geológico profundo: este proceso se conoce como ciclo cerrado del combustible nuclear.

Hasta la fecha los progresos logrados en la puesta en servicio de instalaciones de disposición final geológica profunda han sido lentos, pese a que algunos proyectos se encuentran en una etapa avanzada en lo que respecta a la consecución de este objetivo. Por tanto, es posible que haya que mantener los sistemas de almacenamiento del combustible gastado durante períodos más prolongados, posiblemente más de cien años, lo que dará lugar a la realización de actividades de investigación y desarrollo y a la instauración de programas de gestión del envejecimiento para demostrar la justificación de la seguridad del almacenamiento a largo plazo del combustible gastado.

El impacto socioeconómico de los grandes proyectos es similar para cualquier tecnología. En primer lugar, se destaca la gran demanda de mano de obra en los años de construcción y demanda de personal calificado para la operación de la misma. Luego, las inversiones son siempre un beneficio socioeconómico para las personas y economías dentro del área de influencia entorno a la futura central.

8.8. Resumen

Tal como se describió al comienzo del capítulo, la energía nuclear ha sido perjudicada producto de su asociación con la bomba atómica, la destrucción, el peligro, la radiación invisible, el secreto y el miedo a lo desconocido. Queda claro que la energía nuclear ha dado pruebas de su peligrosidad, ya sea con fines bélicos o industriales. No obstante, también son muchos los beneficios que ha traído a la sociedad, principalmente en el área de la medicina. Con respecto a los beneficios en el ámbito energético, son un gran aporte para lograr la reducción de emisiones de CO₂. Ha resultado muy difícil poder reemplazarlas por energías limpias alternativas en muchos países, debido a las muchas ventajas técnicas que presenta, entre las cuales se destacan: gran potencia instalada, el elevado factor de utilización, confiabilidad, ausencia de emisiones CO₂, etc.

Las centrales nucleares disponen de numerosos sistemas de seguridad y son permanentemente auditadas por organismos nacionales e internacionales que le exigen el cumplimiento de rigurosos estándares y reglamentaciones para poder operar. Debido a la complejidad y número de circuitos y sistemas que hemos desarrollado en los puntos anteriores del presente capítulo, queda claro que demandan de personas altamente calificadas para su funcionamiento.

Se caracterizan por operar como centrales de base, con altos índices de disponibilidad. Si bien la parte convencional de su ciclo térmico es similar al de una central termoeléctrica de vapor, su proceso de arranque suele ser más lento. Los reactores de gran potencia se "ponen a crítico" y se llevan a plena potencia en un proceso de calentamiento que demanda varias horas.

Tienen la ventaja de poder utilizar como fuente fría el mar, ríos, lagos o grandes torres de enfriamiento. Esto permite que puedan emplazarse en cualquier zona lo más cercana al centro de carga que se pretenda, siempre y cuando, las legislaciones locales así lo permitan.

La energía nuclear puede desempeñar un papel importante en las transiciones hacia una energía limpia. Actualmente, la energía nuclear hace una contribución significativa a la generación de electricidad, proporcionando el 10 % del suministro mundial de electricidad en 2018. En los países de primer mundo, la energía nuclear representa aproximadamente el 18 % de su generación y es la mayor fuente libre de dióxido de carbono. Sin embargo, su participación en el suministro mundial de electricidad ha ido disminuyendo en los últimos años. Eso ha sido impulsado por las economías avanzadas, donde las plantas nucleares están envejeciendo, las adiciones de nueva capacidad se han reducido lentamente y algunas plantas construidas en las décadas de 1970 y 1980 se han retirado. Esto ha frenado la transición hacia un sistema eléctrico limpio. A pesar del impresionante crecimiento de la energía solar y eólica, la participación general de las fuentes de energía limpia en el suministro total de electricidad en 2018, con un 36 %, fue la misma que 20 años antes debido a la disminución de la energía nuclear. Detener esa caída será vital para acelerar el ritmo de la descarbonización del suministro eléctrico.

Bibliografía

- Buccholz y Happold. (1974). *Centrales y Redes Eléctricas*. Barcelona: Labor.
- CAMMESA. (2019). *Compañía administradora del mercado mayorista eléctrico S.A.*
Obtenido de <https://cammesaweb.cammesa.com/>
- Choppin, G. (2002). *Radiochemistry and Nuclear Chemistry*. Butterworth-Heinemann.
- CNEA. (2006). *Tendencias Mundiales en Generación Nucleoeléctrica, Boletín Energético N° 18*. Obtenido de <https://www.cnea.gob.ar/nuclea/handle/10665/838>
- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico. (2022). *CAMMESA*.
Obtenido de <https://cammesaweb.cammesa.com/>
- Dirección de Economía Minera. (2016). *Mercado de Uranio, Situación actual y perspectivas*. Obtenido de http://informacionminera.produccion.gob.ar/assets/datasets/diciembre_2016_-_informe_especial_de_uranio_0.pdf
- Fernandez, Á. L. (2000). *Centrales Eléctricas*. Barcelona: UPC.
- IAEA. (s.f.). *Organismo Internacional de Energía Atómica*. Obtenido de <https://www.iaea.org/es>
- Kraftwerk Union AG. (1982). *Central Nuclear de Agua Pesada*. Nürnberg, Federal Republic of Germany: Kraftwerk Union AG.
- Seidel, D. (s.f.). *Extracción de uranio de sus menas (OIEA BOLETÍN, VOL.23, n-2)*.
Obtenido de https://www.iaea.org/sites/default/files/23204684145_es.pdf
- Vázquez, J. R. (s.f.). *Centrales Eléctricas*. Barcelona: CEAC.

Capítulo 9

Parques eólicos

Se ha podido comprobar que la utilización del viento por el hombre con fines energéticos se remonta a miles de años atrás. Se destacan dos grandes usos que han permitido el desarrollo económico y social de la humanidad desde su aprovechamiento, en primer lugar, la utilización como fuerza motriz para la navegación a través de buques a vela, y, por último, como recurso necesario para impulsar los molinos de viento para el bombeo de agua.

El uso de la energía eólica fue dejándose de lado con la aparición de la electricidad y con la amplia disponibilidad y el bajo costo de los combustibles fósiles, que hizo muy difícil la competencia de cualquier tipo de equipo conversor de energía eólica contra un generador térmico.

A partir de los años 70 donde se genera una gran crisis energética que ocasionó un abrupto encarecimiento del petróleo, y por consecuencia de sus derivados. Esto provocó que aquellos países con gran dependencia de combustibles fósiles en su matriz energética buscaran soluciones alternativas a los grandes desequilibrios económicos que esta situación les creaba. Es así como se empezó a pensar seriamente en ahorro de energía y a replantear el tema de la utilización de las energías no convencionales, apareciendo entonces la energía eólica, desde el punto de vista económico, como una fuente más competitiva para la producción de electricidad. Esto generó el desarrollo de nuevas tecnologías que llevaron a una importante mejora de aprovechamiento, logrando equipos cada vez más confiables y potentes capaces a escalas capaces de competir con otras fuentes de generación eléctrica.

La atención prestada en la última década al cambio climático y la amenaza futura de una menor disponibilidad de combustibles fósiles derivó en la necesidad de incrementar los aportes de energía limpia, con

lo cual se renovó el interés en la producción de energía eléctrica por medio de fuentes renovables como la eólica.

El aprovechamiento de esta tecnología a gran escala pudo ser posible gracias a la evolución tecnológica que permitió mejorar el desempeño y confiabilidad de los equipos, principalmente con el avance de la electrónica de potencia en las últimas dos décadas. Para comprender las limitaciones originales que aparecieron en los comienzos y las dificultades que pudieron superarse gracias a los avances tecnológicos es necesario comenzar el contenido de la unidad por el principio de funcionamiento del aerogenerador.

9.1. Principio de funcionamiento del aerogenerador

El aerogenerador es el equipo diseñado para transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica. Existen numerosos diseños de aerogeneradores, los cuales pueden clasificarse en dos grupos: aerogeneradores de eje vertical y aerogeneradores de eje horizontal.

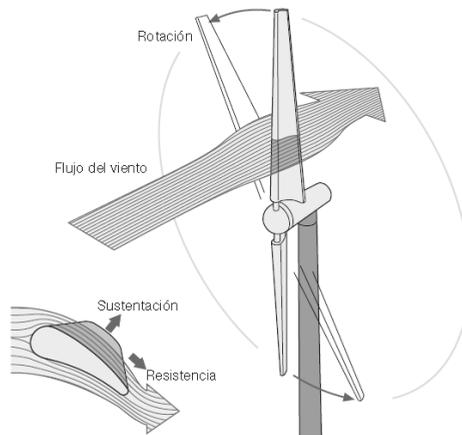


Fig. 9.1. Principio de sustentación de aerogenerador de eje horizontal⁸⁶.

Las turbinas más utilizadas en la actualidad son las de eje horizontal que se basan en el principio de "sustentación" para la conversión de la energía; en ellas, el viento circula por ambas caras de la pala, las cuales tienen perfiles geométricos distintos, creando de esta forma un área de depresión en la cara superior respecto a la presión en la cara inferior. Esta diferencia de presiones produce una fuerza llamada sustentación aerodinámica sobre la superficie de la pala, similar al efecto producido en las alas de los aviones (Figura 9.1). De esta manera, la energía cinética del viento se transforma en energía rotacional en el rotor de la máquina. Finalmente, un generador eléctrico acoplado al mismo eje convierte la energía mecánica en energía eléctrica. En adelante, todo el capítulo se desarrollará sobre este tipo de molinos.

A diferencia de los molinos de bombeo, estos equipos se caracterizan por tener pocas palas, esto permite desarrollar una mayor eficiencia de transformación de la energía primaria contenida en el viento. Si bien existen algunos de una sola pala, los de dos o tres son lo más utilizados.

9.2. Teoría general de aerogeneradores

9.2.1 Potencia de la vena fluida

Consideremos la energía cinética de una masa de aire uniforme m que se mueve a una velocidad V_1 constante y que incide sobre el rotor del molino (Figura 9.2)

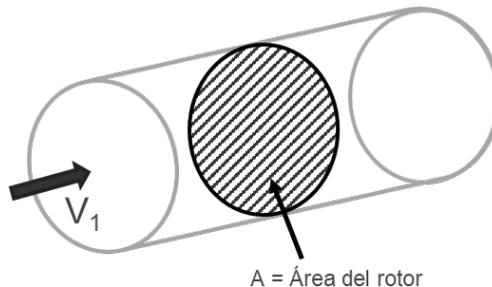


Fig. 9.2. Vena fluida

La energía cinética EC viene dada por:

$$(1) E_c = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2$$

La potencia disponible corresponde a la derivada de la energía de dicha masa de aire fluyendo por la vena de aire:

$$(2) P_{DISP} = \frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} \cdot \frac{dm}{dt} \cdot v^2$$

La derivada con respecto al tiempo de la masa corresponde al flujo másico, donde:

$$(3) \frac{dm}{dt} = A \cdot \rho \cdot V_1$$

Dónde:

- A: área de barrido
- ρ : densidad del aire
- V: velocidad del aire

Por lo tanto, de (2) y (3), la potencia resulta:

$$P_{DISP} = \frac{1}{2} \cdot \frac{dm}{dt} \cdot v^2 = \frac{1}{2} \cdot A \cdot \rho \cdot V_1^3$$

Considerando que el área: $A = \pi \cdot r^2$, entonces la potencia podría expresarse como:

$$(4) P_{DISP} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot r^2 \cdot v^3$$

A partir de la ecuación (4) se puede observar que la potencia disponible es proporcional al cubo de la velocidad del viento que incidente. Por tanto, con un aumento de la velocidad del viento de un solo m/s, la potencia específica disponible aumenta entre un 60 y un 70%. Además, se deduce que la potencia también depende del área del rotor.

9.2.2 Ley de Betz

La potencia disponible del viento incidente viene dada por la ecuación (4). Para determinar la potencia que es posible extraer al viento

se utiliza generalmente un modelo simplificado atribuido a Albert Betz, el cual establece que cuanto mayor sea la energía cinética que la turbina consiga extraer del viento, menor será la velocidad de este a la salida. Como consecuencia el viento se desacelera, de manera que la velocidad aguas abajo del aerogenerador estará comprendida entre cero y el valor que tiene aguas arriba (en ambos casos límite, la potencia extraída es nula).

La teoría de Betz se basa en las siguientes hipótesis:

- El conjunto de las palas del aerogenerador equivale a un "disco poroso" de espesor nulo – disco actuador con un número infinito de palas (Figura 9.3);
- La masa de aire que fluye a través del disco permanece separada de la masa que lo rodea – tubo de flujo;
- La masa de aire fluye solo en dirección longitudinal;
- La deceleración del aire en el disco actuador se distribuye uniformemente en toda la sección del disco;
- En las secciones suficientemente lejanas aguas arriba y aguas abajo la presión es igual a la atmosférica;
- Aparte del aerogenerador, el flujo eólico no encuentra obstáculos ni antes ni después;
- El viento es estacionario y su intensidad permanece constante con la altura;
- No se producen efectos rotativos sobre la masa de aire;
- Se desprecia la compresibilidad del aire, es decir, la densidad se considera constante.

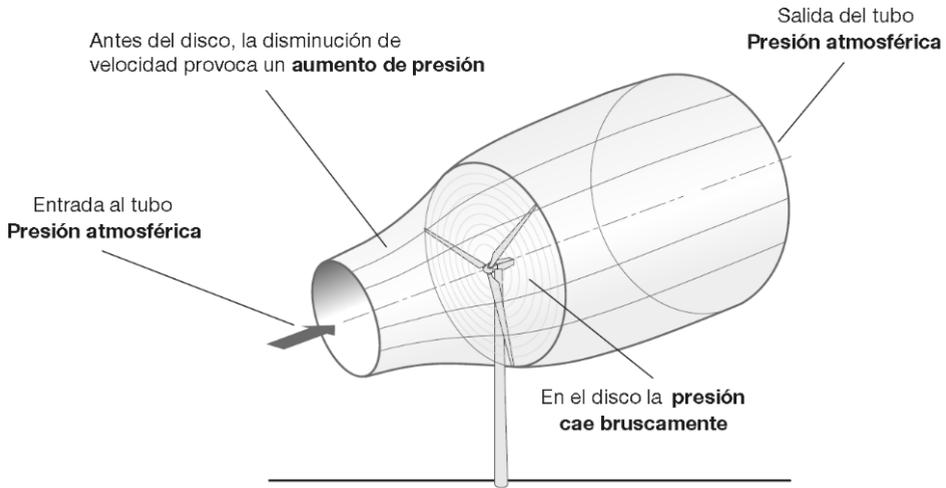


Fig. 9.3. Modelo de Betz⁸⁷

El aerogenerador desvía el viento incluso antes de que el fluido llegue al plano del rotor. Lo cual significa que nunca se podrá capturar toda la energía que hay en el viento utilizando una turbina eólica.

Puesto que la cantidad de aire (por segundo) que pasa a través del área barrida por el rotor desde la izquierda tiene que ser igual a la que abandona el área del rotor por la derecha, detrás del plano del rotor el aire habrá de ocupar una mayor sección transversal (diámetro).

El viento no se frena hasta su velocidad final inmediatamente luego de atravesar el plano del rotor. La ralentización se produce gradualmente en la parte posterior del rotor hasta alcanzar una velocidad prácticamente constante.

La presión del aire se incrementa a medida que el viento se aproxima al rotor desde la izquierda, ya que el rotor actúa como barrera del viento. La presión del aire caerá inmediatamente detrás del plano del rotor (parte derecha), para enseguida aumentar de forma paulatina hasta alcanzar el nivel de presión normal en el área, Figura 9.4.

87

https://library.e.abb.com/public/ac764cb1be081128c1257a30003c70d7/Cuaderno%20Tecnico_num%2012_Plantas%20eolicas.pdf

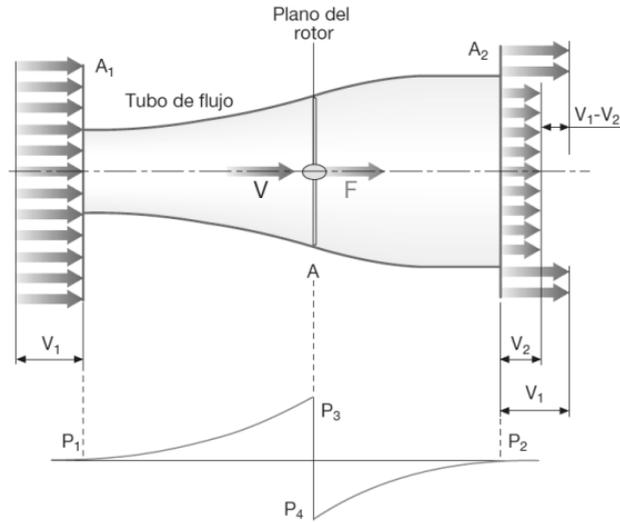


Fig. 9.4. Variaciones de presión⁸⁸

Siendo:

- v_1 = velocidad del viento sin perturbar antes de su paso por el aerogenerador
- v_2 = velocidad del viento luego de atravesar el disco

La masa de la corriente de aire a través del rotor durante un segundo puede escribirse como:

$$(5) \dot{m} = A \cdot \rho \cdot \frac{(V_1 + V_2)}{2}$$

Siendo:

$(V_1 + V_2) / 2$: velocidad del viento promedio a través del área del rotor

De acuerdo con la Segunda Ley de Newton, la potencia del viento extraída por el aerogenerador resulta igual al fluido másico por la diferencia de los cuadrados de la velocidad del viento:

88

https://library.e.abb.com/public/ac764cb1be081128c1257a30003c70d7/Cuaderno%20Tecnico_num%2012_Plantas%20eolicas.pdf

$$(6) P_{\text{wind}} = \dot{E} = \frac{1}{2} \cdot \dot{m} \cdot (V_1^2 - V_2^2)$$

Sustituyendo (5) en (6) surge la siguiente ecuación para la potencia extraída del viento:

$$(7) P_{\text{wind}_B} = \dot{E} = \frac{1}{2} \cdot (V_1 + V_2) \cdot (V_1^2 - V_2^2) \cdot A \cdot \rho$$

La expresión de la potencia de un fluido no perturbado a través del área A, sin que el rotor ralentice el viento:

$$(8) P_{\text{wind}_A} = \dot{E} = \frac{1}{2} \cdot \dot{m} \cdot V_1^2 = \frac{1}{2} \cdot A \cdot \rho \cdot V_1^3$$

Entonces, el cociente entre la potencia extraída del viento luego de atravesar el rotor y la potencia del viento sin perturbar quedaría expresado, luego de realizar algunos cálculos, de la siguiente manera: [(8) / (7)]

$$(9) \frac{P_{\text{wind}_A}}{P_{\text{wind}_B}} = \frac{1}{2} \left[1 - \left(\frac{V_2}{V_1} \right)^2 \right] \left[1 + \left(\frac{V_2}{V_1} \right) \right]$$

A partir de la representación gráfica de $P_{\text{wind}_B}/P_{\text{wind}_A}$, en función de V_2/V_1 , es posible observar que la función alcanza su máximo para $V_2/V_1 = 1/3$, y que el valor máximo de la potencia extraída del fluido es de 0,59 veces, o lo que es lo mismo, de 16/27 de la potencia total del viento.

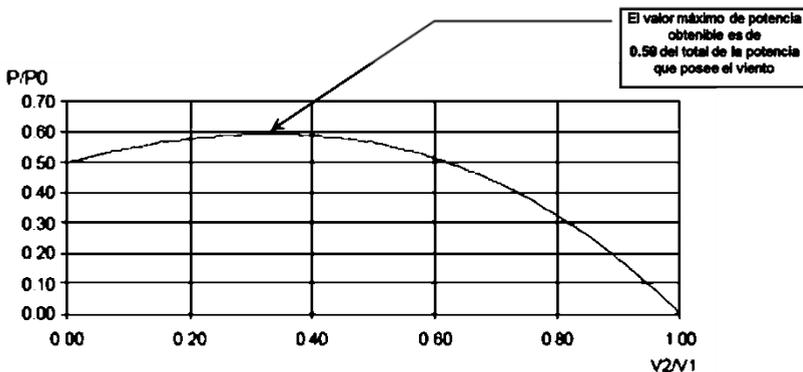


Fig. 9.5. Límite de Betz.

Dicha relación es conocida como coeficiente de potencia C_p y mide la relación entre la potencia extraída y la potencia disponible del viento. El $C_{p_{max}}=0,59$ se conoce normalmente como "Límite de Betz" y que expresa el siguiente concepto fundamental: "La máxima potencia teórica extraíble de una corriente de aire con un aerogenerador ideal no puede superar el 59% de la potencia disponible del viento incidente".

9.2.3 Datos característicos

Las características aerodinámicas de una pala generalmente se definen mediante la relación TSR- C_p .

El coeficiente C_p que se desarrolló anteriormente, es conocido como *coeficiente de potencia o coeficiente de eficiencia*, y mide la relación entre la potencia extraída y la potencia disponible del viento.

Velocidad específica (TSR)

La velocidad específica TSR (Tip Speed Ratio), identificada por λ , se define como la relación entre la velocidad tangencial en el extremo de la pala y la velocidad del viento a la entrada del tubo de flujo:

$$\lambda = \frac{V_t}{V_1} = \frac{\omega \cdot R}{V_1}$$

En la Figura 9.6 se puede observar una curva típica de un aerogenerador.

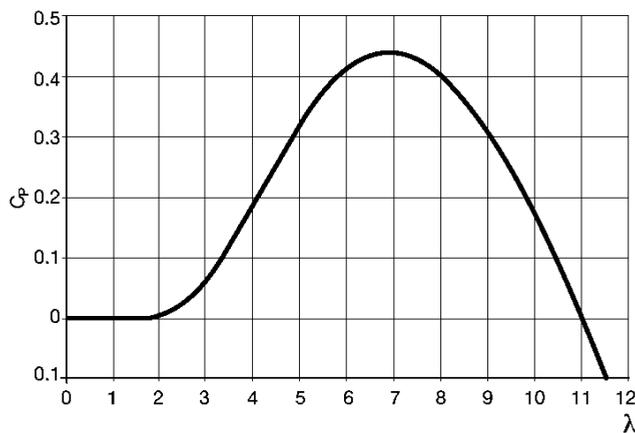


Fig. 9.6. C_p vs. λ .

Para una pala dada, la relación λ - C_p depende del ángulo de paso. Manteniendo constante el ángulo de paso se pueden hacer las siguientes consideraciones:

- Hay un único valor de TSR para el cual la eficiencia de conversión es máxima ($C_{p_{max}}$) y que depende del tipo de pala;
- Al cambiar la velocidad del viento v_1 , si se quiere mantener la TSR constante e igual al valor para el cual se tiene $C_{p_{max}}$, hay que cambiar también la velocidad de rotación de las palas
- Para valores bajos de TSR se tiene una reducción de la sustentación y un aumento de la resistencia hasta llegar a la condición de pérdida;
- Para valores elevados de TSR se tiene una reducción tanto de la sustentación como de la resistencia, en lo que se conoce como condición "de fuga", En otras palabras, para valores elevados de TSR, las palas giran tan rápido que se convierten en una pared frente al viento incidente de manera que este, en lugar de cruzarlas, las esquiva, con la consiguiente anulación de la potencia extraída.
- La TSR óptima depende del número n de palas y cuanto menor es este, más rápidamente deben girar para extraer la máxima potencia del viento (TSR aumenta);
- La forma de la curva de la relación TSR- C_p depende del tipo de aerogenerador (Figura 9.7).

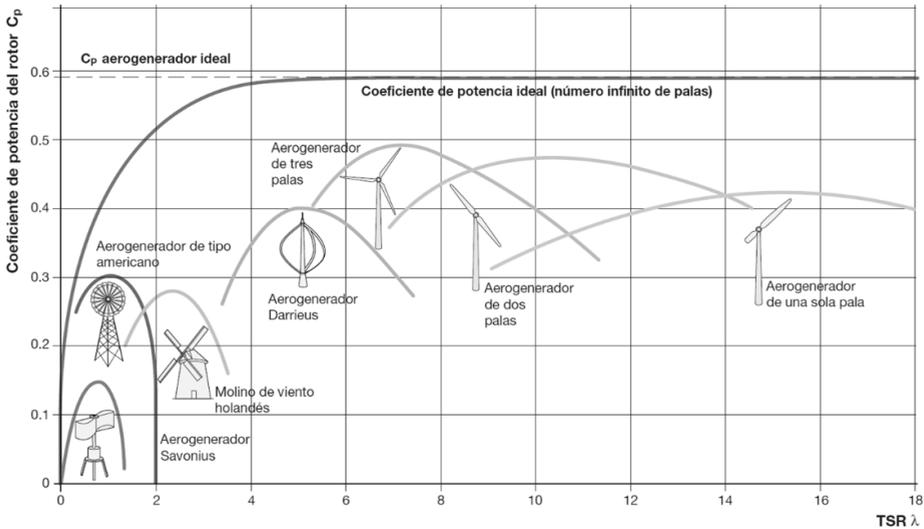


Fig. 9.7. Curvas TSR-Cp para diferentes modelos de aerogeneradores⁸⁹.

9.3. El viento

Una manifestación de las permanentes diferencias de presiones atmosféricas, que existen en nuestro planeta, es el movimiento del aire que no puede permanecer en reposo y se desplaza prácticamente sin cesar. Las corrientes constituyen los vientos.

Los vientos se definen por su dirección, sentido e intensidad (velocidad) por lo que se lo considera físicamente como un vector, que puede expresarse con esas tres componentes, aunque a veces puede existir una componente vertical por lo que el vector es tridimensional. Dadas las características tan dispersas y aleatorias del viento, se ha recurrido a la Probabilidad y Estadística como herramienta de análisis de la energía eólica, con el fin de determinar si un emplazamiento presenta adecuadas condiciones para la instalación de un parque eólico. Para esto es necesario comprender las variables de las que depende la energía

89

https://library.e.abb.com/public/ac764cb1be081128c1257a30003c70d7/Cuaderno%20Tecnico_num%2012_Plantas%20eolicas.pdf

contenida en el viento, la relación entre velocidad y potencia, límites de los aerogeneradores para extraer energía mecánica de la energía cinética del viento y finalmente, cómo plasmar gráficamente la probabilidad de distribución de la velocidad del viento.

9.3.1 Densidad del aire

La densidad es la magnitud que expresa la relación entre la masa y el volumen de un cuerpo.

$$\rho = \frac{m}{V}$$

Dónde:

- ρ : densidad
- m: masa
- V: volumen del cuerpo

La energía cinética de un cuerpo es la energía que surge en el fenómeno del movimiento, siendo proporcional a su masa.

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2$$

Dónde:

- m: masa
- v: volumen del cuerpo

Así, se comprueba que la energía cinética del viento depende de la densidad del aire, es decir, de su masa por unidad de volumen. Es decir, cuanto más denso sea el aire más energía recibirá el aerogenerador. A condiciones normales de presión (de 1 atm definida también como 101 325 Pa) y una temperatura alrededor de 15° C, el aire pesa 1,225 kg/m³.

Factores que alteran la densidad:

- La humedad disminuye la densidad del aire
- El aire frío es más denso que el cálido
- A grandes altitudes (en las montañas) la presión del aire es más baja y el aire es menos denso

9.3.2 Variaciones cíclicas

Debidas a la estación

Como consecuencia del desplazamiento en la superficie de la tierra de las zonas de alta presión (anticiclones) y de zonas de baja presión, la velocidad y dirección del viento varía generalmente a lo largo del año. Las isostaquias de enero son diferentes a las de julio.

Como la posición de las áreas ciclónicas y anticiclónicas dependen de la posición del sol respecto del ecuador, se observa una variación más o menos cíclica del viento en intensidad y en dirección. En regla general se observa mayor recurso en época estival que en los períodos invernales.

Variaciones diarias

Los vientos sufren oscilaciones diarias debido a efectos de convección. Siendo el calor específico de la tierra inferior al del agua, aquélla se calienta más rápidamente que el mar bajo el efecto de la radiación solar. Por ello, cuando el tiempo es bueno, se originan movimientos de convección sobre la parte continental. Durante el día se produce una corriente de aire en las proximidades del suelo, en el sentido del mar hacia la tierra. Por la tarde el fenómeno se invierte al enfriarse la tierra con más rapidez que el mar. Estos fenómenos se observan hasta a 50 km de la costa y alrededor de los grandes lagos. Es por esto que la variación entre mañana y noche es muy considerable, predominando las máximas velocidades en torno a las 18hs. para todos los días del año

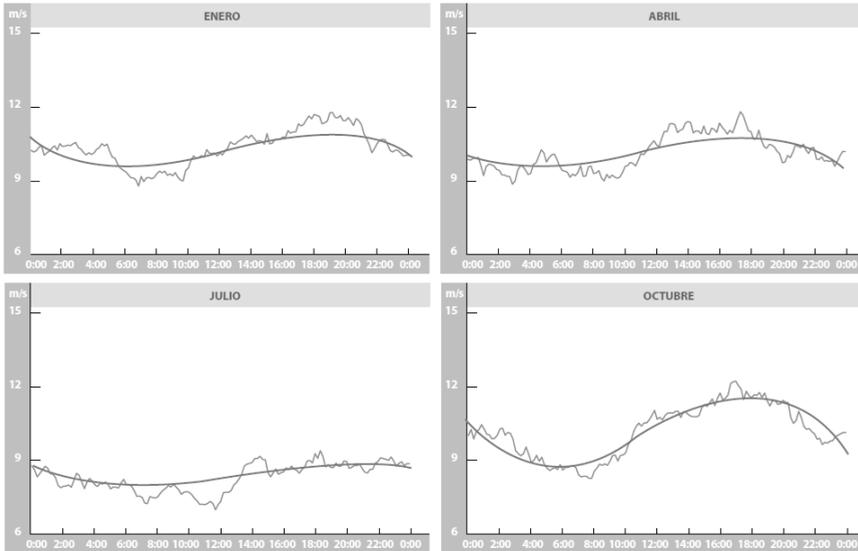


Fig. 9.8. Velocidad media a lo largo del día registrada a 60m de altura y promediada por mes⁹⁰.

Análisis estadísticos

El recurso eólico se caracteriza por la probabilidad de ocurrencia de las diferentes velocidades de viento, la cual puede ser representada a través de:

- Histograma de probabilidades de la velocidad de viento
- Distribución de la densidad de probabilidad

Es muy importante disponer de los datos que muestren el histograma de la duración porcentual de las diversas velocidades del viento, tomados durante un período determinado (p. ej. un año) y que generalmente corresponden a valores medios en un intervalo de 10 min, medidos mediante torres anemométricas.

Los histogramas se utilizan para graficar el comportamiento de la velocidad del viento. Agrupa los datos medidos en intervalos de velocidad (eje de abscisas) y representa el porcentaje de probabilidad de cada uno de ellos (eje de ordenadas). A partir de estos esquemas se

⁹⁰ Estado de la Industria Eólica en Argentina 2009, Cámara Argentina de Energías Renovables.

visualizan las velocidades de viento más frecuentes, el porcentaje de calmas y la existencia de vientos extremos.

En el siguiente histograma de velocidades es posible apreciar que la distribución de probabilidad del viento en un emplazamiento no es simétrica, es decir, son escasos los vientos fuertes y bastante más comunes los suaves o medios.

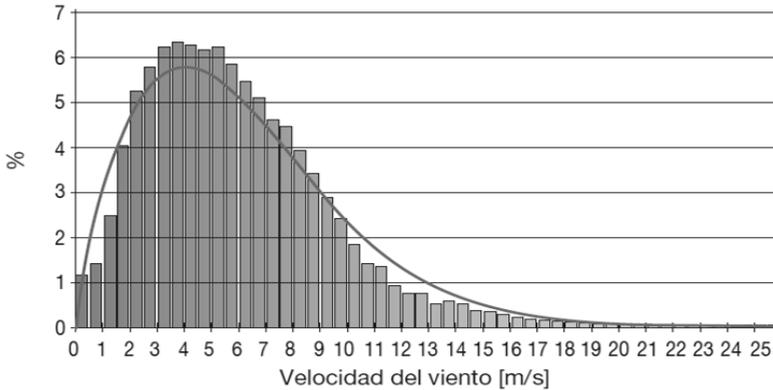


Fig. 9.9. Distribución de probabilidad.

Por el nombre del matemático sueco Waloddi Weibull, que la describió en 1951. Para un determinado valor de velocidad escalar v , la función de densidad de probabilidad viene dada por:

$$f_{(v)} = \frac{k}{A} \cdot \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k}$$

La distribución de Weibull, que por tanto describe anemológicamente un lugar, queda totalmente determinada conociendo únicamente dos parámetros:

- El factor de escala A ;
- El factor de forma k .

El factor de escala (A), expresado en m/s, se relaciona de forma directa con la velocidad media. El factor de forma (k), adimensional, modifica la simetría de la distribución: valores cercanos a 1 corresponden a distribuciones muy asimétricas, mientras que valores elevados ($k > 2-3$) corresponden a distribuciones simétricas, similares a las de Gauss

(figura 9.10). Para $k = 1$ se tiene la distribución exponencial, mientras que para $k=2$ se tiene la distribución de Rayleigh, que puede usarse para estimaciones aproximadas cuando solo se disponga de la velocidad media.

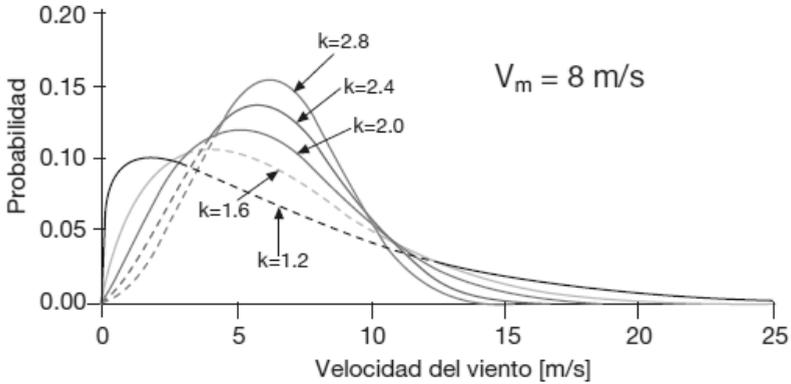


Fig. 9.10. Curvas de Weibull para diferentes valores de k^{91} .

El factor de forma (k) representa físicamente la "dispersión" de los valores de velocidad en torno a la velocidad media; concretamente, cuanto mayor es el valor de k , menor será la dispersión en torno al valor medio. El factor k toma valores distintos en función de la morfología del terreno y del régimen de vientos del lugar.

En la tabla 9.1 se dan valores típicos de k para distintas morfologías del terreno.

Tabla 9.1. Valores de k .

| Factor de forma k | Morfología del terreno | Régimen de vientos |
|---------------------------------------|-------------------------------|---------------------------|
| 1.2-1.7 | Lugares montañosos | Muy variable |
| 1.8-2.5 | Grandes llanuras – Colinas | Variable |
| 2.5-3.0 | Campo abierto | Bastante regular |
| 3.1-3.5 | Zonas costeras | Regular |
| 3.5-4.0 | Islas | Muy regular |

91

https://library.e.abb.com/public/ac764cb1be081128c1257a30003c70d7/Cuaderno%20Tecnico_num%2012_Plantas%20eolicas.pdf

9.3.3 Medición del viento

Para medir la velocidad del viento se utilizan los anemómetros. Puesto que miden la velocidad instantánea del viento, las ráfagas de viento desvirtúan la medida, lo que se soluciona tomando el valor medio de mediciones que se registren a intervalos de 10 minutos.

Dentro de los diferentes modelos de anemómetros, el más utilizado debido a su simplicidad de construcción y gran exactitud es el anemómetro de cazoletas como el de la Figura 9.11.



Fig. 9.11. Anemómetro

Los anemómetros se instalan en una torre anemométrica, sobre un brazo o encima del propio mástil. La mejor localización es a la altura del eje del aerogenerador, aguas arriba (para evitar el efecto estela/turbulencias).

Los datos relevados en las campañas de medición se suelen realizar en un período mínimo de 1 año, puesto que es necesario conocer los cambios estacionales de viento que tiene el emplazamiento. La instrumentación debe ser adecuada, los equipos a instalar en la torre meteorológica deben estar homologados, ya que con ellos se medirá la dirección del viento, su velocidad, como así también presión y temperatura. Los datos registrados luego son auditados por empresas independientes para confirmar los resultados ante la administración y presentarlos a instituciones con el objeto de conseguir financiación para la construcción del parque.

Variación de la velocidad del viento con la altura

Dado que la altura efectiva del buje del aerogenerador que se quiere instalar difiere normalmente de aquella a la que operan los anemómetros, es importante definir las características de la variación del viento según la altura sobre el suelo. Así pues, la fricción entre el aire y el terreno frena al viento en las proximidades del suelo, provocando un perfil de velocidad en función de la altura, conocido también como capa límite. La variación de la velocidad con la altura depende en gran medida de la naturaleza del terreno (rugosidad) y de los obstáculos que esté presente (edificios, árboles, rocas, etc.), como se ilustra en la Figura 9.12.

Puede apreciarse que a la altura típica de instalación de los aerogeneradores hay una considerable variación de velocidad en función del tipo de emplazamiento (en la figura se toma como hipótesis una velocidad nula a ras de suelo). A gran altura sobre el suelo (1500 - 2000 m), el efecto del mismo es despreciable y la velocidad del viento está sujeta solo a las condiciones meteorológicas.

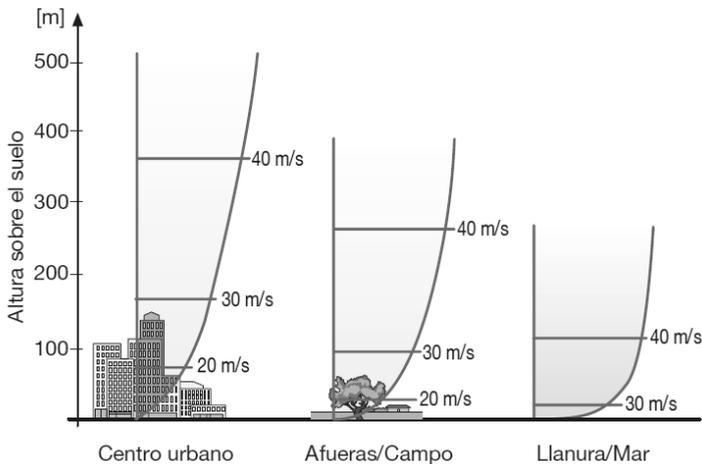


Fig. 9.12. Variación de la velocidad de viento con la altura.

9.3.4 Recurso eólico en Argentina

La República Argentina cuenta con características técnicas inigualables en cuanto a recurso eólico aprovechable. Como se muestra en la Figura 9.13, el país tiene cerca del 70% de su territorio cubierto con vientos cuya velocidad media anual, medida a 50 metros de altura sobre

el nivel del suelo, supera los 6 m/s. Particularmente, zonas en la Patagonia media y sur cuentan con velocidades promedio que superan los 9 m/s y hasta 12 m/s. Pero hablar de velocidad media de viento no da información de cuan aprovechable es el recurso sino simplemente del valor esperado de su distribución de probabilidad, que, en el mejor de los casos, aproxima, pero carece de contenido para entender verdaderamente el recurso en el campo.

Conocidos los valores de velocidad media, medidos en el campo, y caracterizada la distribución de Weibull es que se puede comenzar a evaluar el recurso eólico.

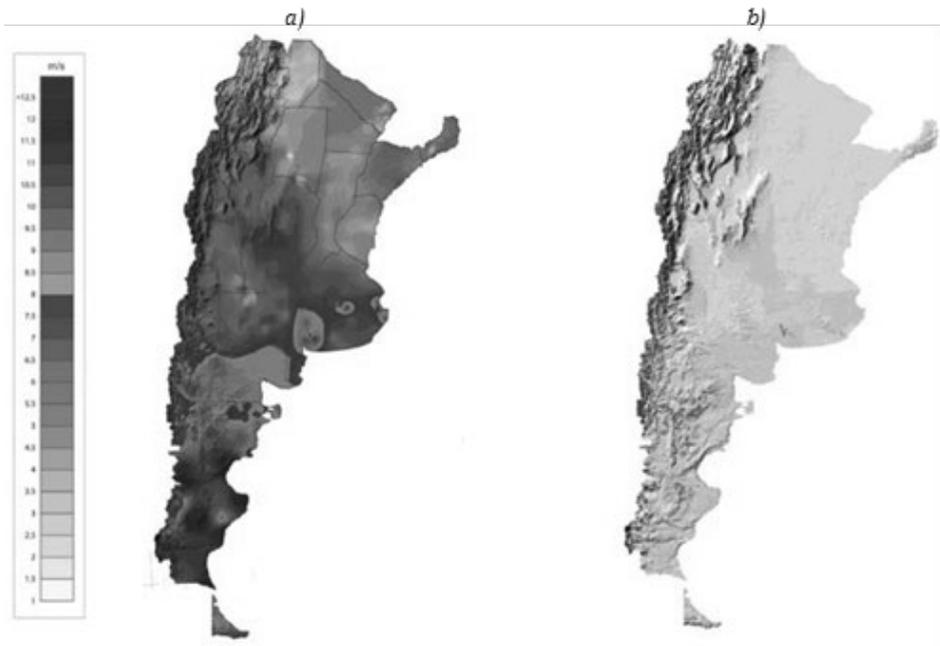


Fig. 9.13. a) Velocidad media anual de viento a 50m de altura, b) Zonas con Factor de Capacidad Mayor a 35%⁹².

El principal dato de "cuánto viento aprovechable hay" sale de una función acumulada conocida con el nombre de Factor de Capacidad (FC). Esto es un valor porcentual de la energía que una turbina eólica entregará durante todo un año en relación con la cantidad de energía que

⁹² Estado de la Industria Eólica en Argentina 2009, Cámara Argentina de Energías Renovables.

podría entregar una turbina trabajando el 100% del tiempo. De este modo, un $FC=48\%$ indica que la energía entregada por un aerogenerador será el 48% de la energía que la misma máquina podría entregar durante todo el año en condición de potencia nominal. Por ejemplo, un aerogenerador de 1 MW de potencia nominal (Figura 9.14) comenzará a generar energía cuando el viento incidente sobre su rotor supere los 3 m/s (10,8 km/h), en tal caso, entregará una potencia que comenzará en 0 MW y alcanzará 1 MW cuando la velocidad del viento sea de 12 m/s, entre 12 y 25 m/s entregará su potencia nominal (1 MW en este caso) y se pondrá en "bandera" (0 MW), de modo de proteger la estructura, cuando las velocidades sean mayores a los 25 m/s.

La forma de obtener en cálculo la energía anual a despachar por un aerogenerador y la característica tan importante, el FC, es por medio de la integración matemática entre la distribución de probabilidad (obtenida de acuerdo con las mediciones en el campo - Figura 9.9) y la función matemática que describe la curva de potencia de la máquina, facilitada por el fabricante (Figura 9.14).

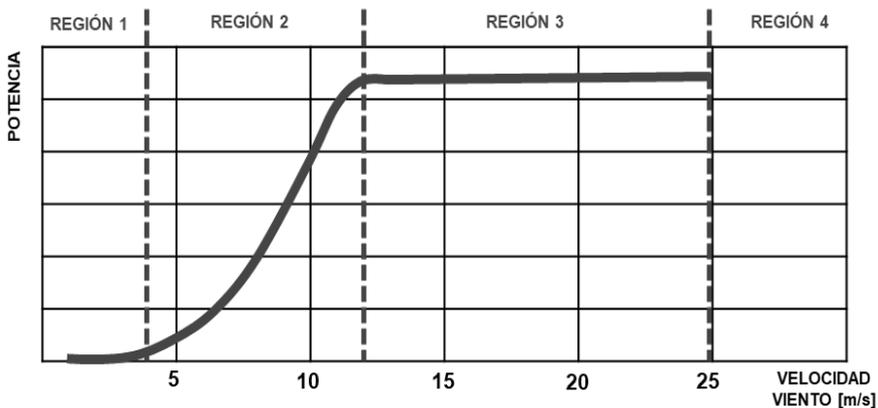


Fig. 9.14. Curva típica de un aerogenerador.

Dado que el diseño de una instalación eólica tiene como objetivo maximizar la producción anual de electricidad [kWh], con vistas a expresarla y a hacer una estimación teórica puede usarse la distribución de Weibull para las velocidades del viento en el lugar de instalación y la curva de potencia eléctrica producida por el aerogenerador en función de la velocidad instantánea del viento.

La productividad anual puede calcularse con la siguiente expresión:

$$E = 8760 \cdot \int_0^t P(v) \cdot f(v) \cdot dv$$

Dónde:

- 8760 es el número de horas en un año;
- $P(v)$ es la potencia [kW] producida por el aerogenerador a la velocidad del viento v [m/s], obtenida de la curva de potencia proporcionada por el fabricante;
- $f(v)$ es la función de distribución estadística de Weibull de frecuencia de velocidades del viento en el lugar de instalación [s/m].

La productividad energética total del parque eólico se obtendrá sumando la productividad de cada aerogenerador instalado y multiplicando el resultado por unos coeficientes correctores que tengan en cuenta las posibles interferencias aerodinámicas entre turbinas y las pérdidas de conexión entre las diferentes unidades y entre la instalación y la red eléctrica.

9.4. Aerogeneradores

9.4.1 Clasificación

El generador de una turbina eólica es el componente que convierte la energía mecánica en energía eléctrica.

Existen dos clases de generadores:

- Asincrónicos: frecuentemente utilizados en aerogeneradores de gran potencia. Permiten conectarse directamente a la red, son más robustos y precisan de un menor mantenimiento.
- Sincrónicos: En este tipo de generador, también llamado alternador, el rotor está constituido por un electroimán de

corriente continua o por imanes permanentes. La frecuencia de la tensión inducida sobre el estator.

Un aerogenerador típico puede esquematizarse de forma simplificada mediante un modelo mecánico formado por una masa rotativa con un elevado momento de inercia, representada por el rotor, y otra masa rotativa, representada por el generador, ambas conectadas mediante el eje de rotación (Figura 9.15).

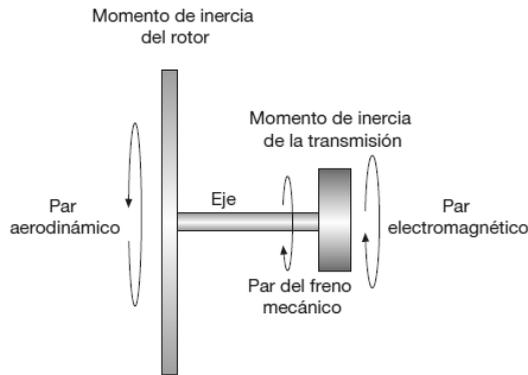


Fig. 9.15. Esquema de funcionamiento de un aerogenerador.

A este modelo mecánico se aplica el par aerodinámico que actúa sobre el rotor, el par electromagnético que actúa sobre el generador y el posible par aplicado al eje por los frenos mecánicos. Con vientos inferiores a la velocidad nominal, los sistemas de regulación y control actúan para maximizar el par aerodinámico (y, por tanto, la potencia extraída), mientras que por encima de la velocidad nominal los sistemas de control modulan este par con el fin de mantener la velocidad de rotación dentro de límites aceptables.

En los aerogeneradores concebidos para funcionar con *velocidad de rotación fija*, el par del generador varía en función del par aerodinámico y la única forma de controlar el par del generador (y, por tanto, la potencia de salida) es actuar regulando el propio par aerodinámico.

En los aerogeneradores de *velocidad de rotación variable*, el par del generador puede variarse independientemente del par aerodinámico, por lo que la velocidad de rotación del rotor podrá controlarse actuando

ya sea sobre el par aerodinámico o sobre el par del generador, con la consiguiente aceleración o deceleración del rotor.

9.4.2 Aerogeneradores de velocidad de rotación fija

A principios de la década de los noventa, los aerogeneradores instalados eran en su mayoría de velocidad fija. Ello significa que, independientemente de la velocidad del viento incidente, el rotor gira a una velocidad prácticamente fija, establecida por la frecuencia de red, la relación del multiplicador y el número de polos del generador eléctrico.

En estos tipos de aerogeneradores, para la conversión de la energía mecánica extraída del viento en energía eléctrica se usan comúnmente máquinas eléctricas de inducción (también conocidas como máquinas asíncronas).

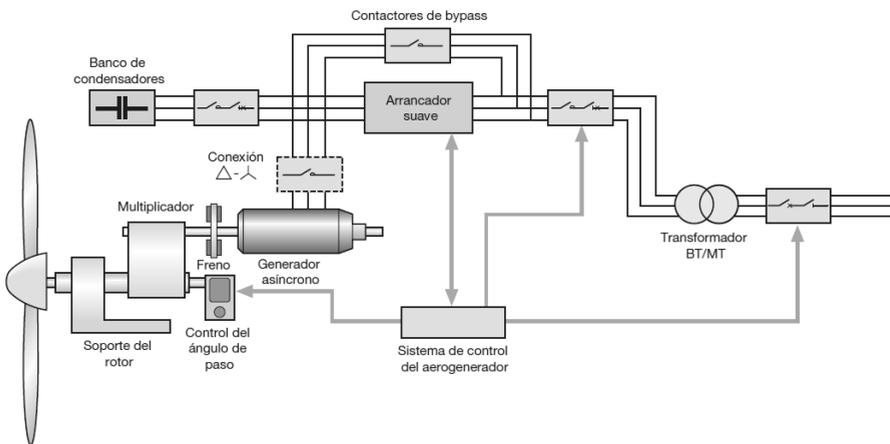


Fig. 9.16. Esquema de funcionamiento de aerogenerador de velocidad fija⁹³.

En su funcionamiento como generador, el rotor eólico acelera la máquina asíncrona hasta la velocidad de sincronismo y luego esta se conecta a la red, o bien primero se conecta a la red y arranca como motor hasta llegar a la velocidad de régimen. Cuando se utiliza el primer método, el aerogenerador debe ser necesariamente de arranque

automático, por lo que habitualmente dispone de control de ángulo de paso.

El segundo método se utiliza con aerogeneradores de control pasivo de la condición de pérdida. En este caso, el sistema de control monitoriza la velocidad del viento y establece el rango de velocidades para la puesta en marcha del aerogenerador. Una vez alcanzada la velocidad de sincronismo, la potencia eólica extraída hace que el rotor funcione en modo hipersíncrono, con deslizamiento negativo, entregando potencia activa a la red. Dado que el deslizamiento tiene un valor del orden del 2%, el desvío de la velocidad nominal resulta muy limitado y es por ello que el uso de estas máquinas eléctricas condiciona el funcionamiento del aerogenerador a velocidad constante. Para reducir la corriente de arranque, generalmente se interpone un arrancador suave entre la máquina asíncrona y la red.

Estos aerogeneradores tienen la ventaja de ser de construcción sencilla, robustos, fiables y con un coste del equipo eléctrico moderado. Por otro lado, consumen potencia reactiva, soportan grandes esfuerzos mecánicos y su control sobre la calidad de la potencia que inyectan en la red es limitado.

Cada fluctuación de la velocidad del viento produce una fluctuación del par mecánico, que a su vez produce una fluctuación de la potencia inyectada a la red, la cual, en las redes de baja potencia de cortocircuito, causa una fluctuación de la tensión con efectos negativos para los usuarios conectados en paralelo, pudiendo ocasionar molestias a las personas debido a una posible generación de "flicker".

9.4.3 Aerogeneradores de velocidad de rotación variable

En los últimos años, los aerogeneradores de velocidad variable se han convertido en los tipos de turbina más instalados. Dichos aerogeneradores están diseñados para alcanzar la máxima eficiencia aerodinámica en un amplio margen de velocidades del viento. De hecho, con el funcionamiento a velocidad variable es posible adaptar de forma continua (acelerando o decelerando) la velocidad de rotación de las palas a la velocidad del viento, manteniendo así la TSR en un valor constante y óptimo. Al contrario que los sistemas de velocidad fija, los sistemas de

velocidad variable mantienen constante el par electromagnético y la variación de la velocidad del rotor absorbe las fluctuaciones de velocidad del viento.

El sistema eléctrico es más complejo que el de los sistemas de velocidad fija y habitualmente incorporan generadores síncronos o asíncronos conectados a la red mediante un convertidor de potencia que controla la velocidad del rotor.

En principio, existen varias soluciones que permiten al rotor funcionar a velocidad variable, manteniendo al mismo tiempo la frecuencia constante. Estas soluciones pueden ser de naturaleza mecánica y eléctrica, aunque en la actualidad las más utilizadas son de tipo eléctrico, incorporando alguna de las siguientes configuraciones:

- Generadores asíncronos de rotor bobinado con resistencia variable externa;
- Generadores asíncronos de rotor bobinado con un convertidor de potencia interpuesto entre el rotor y la red (configuración doblemente alimentado);
- Generadores asíncronos con un convertidor electrónico de potencia interpuesto entre el estator y la red (configuración de convertidor total);
- Generadores síncronos (alternadores) con un convertidor electrónico de potencia interpuesto entre el estator y la red (configuración de convertidor total).

Las configuraciones más utilizadas en la actualidad corresponden a la configuración de generador asíncrono doblemente alimentado (DFIG) y generador síncrono con convertidor total (Full Converter) que desarrollaremos a continuación.

Generador asíncrono doblemente alimentado (DFIG)

El aerogenerador doblemente alimentado se caracteriza porque el rotor está conectado a la red a través de un convertidor de frecuencia mientras el estator se conecta directamente a la red mediante un transformador.

Su principal desventaja es el uso de escobillas y la necesidad de protección adicional en caso de faltas en la red. Un hueco de tensión en la red produce un incremento de corriente en los devanados del estator, y, debido al acoplamiento magnético entre estator y rotor, esta corriente también fluirá por el rotor y el equipo de potencia pudiendo llegar a destruirlo.

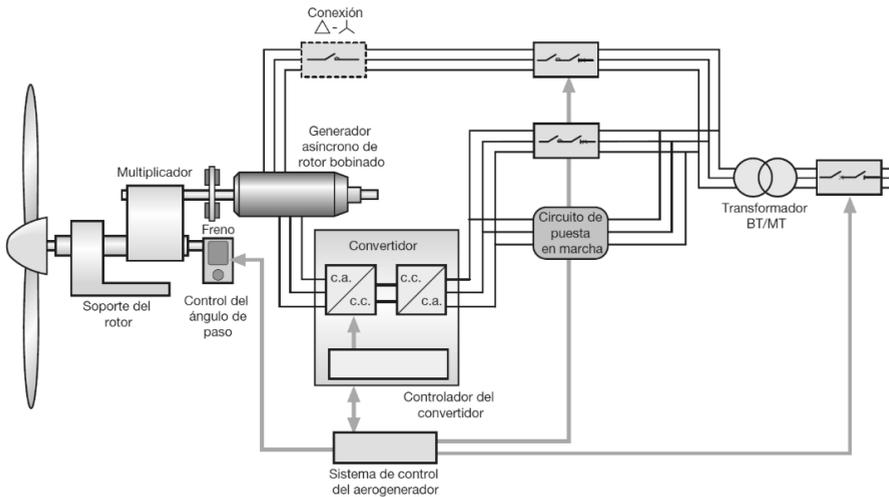


Fig. 9.17. Esquema de funcionamiento de aerogenerador doblemente alimentado (DFIG)⁹⁴.

La potencia activa en el estator es siempre saliente e inyectada en la red, independientemente de si se funciona en régimen hipersíncrono o subsíncrono, mientras que el rotor consume potencia funcionando como motor (subsincronismo) y la suministra cuando funciona como generador (hipersincronismo).

Con este tipo de configuración, el generador eléctrico proporciona a la red $2/3$ de su potencia nominal mediante la conexión directa del estator y $1/3$ mediante el rotor, conectado a través del convertidor. Por tanto, el convertidor también puede dimensionarse para una potencia igual a $1/3$ de la potencia nominal del generador. Además, es posible controlar la producción de potencia reactiva, lo que permite la

94

https://library.e.abb.com/public/ac764cb1be081128c1257a30003c70d7/Cuaderno%20Tecnico_num%2012_Plantas%20eolicas.pdf

regulación de la tensión y la magnetización de la máquina por el rotor, prescindiendo de la tensión de red. Mediante la configuración doblemente alimentado es posible obtener una variación de velocidad del 30% por encima o por debajo de la velocidad de sincronismo.

Generador síncrono con convertidor total (Full Converter)

Los generadores síncronos no son intrínsecamente de arranque automático. Normalmente, el alternador es llevado a la velocidad de sincronismo con el motor primario y luego se conecta en paralelo. En aplicaciones en las que es necesario el arranque automático, el rotor se equipa con barras amortiguadoras de cobre encargadas de arrancar el alternador como una máquina de inducción y de amortiguar las oscilaciones dinámicas durante el funcionamiento.

En las aplicaciones eólicas, las turbinas con generador síncrono normalmente arrancan con el propio viento y para su sincronización se emplea un sistema de control de velocidad.

En los aerogeneradores suelen utilizarse alternadores de imanes permanentes en los que el rotor carece de bobinados de excitación y cuyo campo magnético es directamente inducido por los imanes permanentes integrados en el rotor. En consecuencia, para la alimentación del circuito de excitación no son necesarios ni los anillos giratorios ni las correspondientes escobillas. El principio de funcionamiento es semejante al de los alternadores con bobinados en el inductor, solo que en los de imanes permanentes la tensión inducida en el estator evidentemente no puede regularse actuando sobre la corriente de excitación; por lo tanto, la tensión en los terminales del generador es función exclusiva de la velocidad de rotación del rotor. Dado que la frecuencia a la salida del alternador depende de la velocidad de rotación del rotor y del número de pares de polos, para poder usar un generador síncrono en un aerogenerador de velocidad variable manteniendo siempre constante la frecuencia en el lado de red hay que interponer un convertidor de potencia de dos etapas que pueda gestionar toda la potencia eléctrica generada (Figura 9.18):

- En la primera etapa, un rectificador de puente de diodos o controlado con tiristores convierte las magnitudes eléctricas

alternas de frecuencia variable a la salida del alternador en magnitudes continuas;

- En la segunda etapa, mediante un enlace de continua, se alimenta un inversor que reconvierte las magnitudes continuas de tensión y corriente en magnitudes alternas a la frecuencia de red.

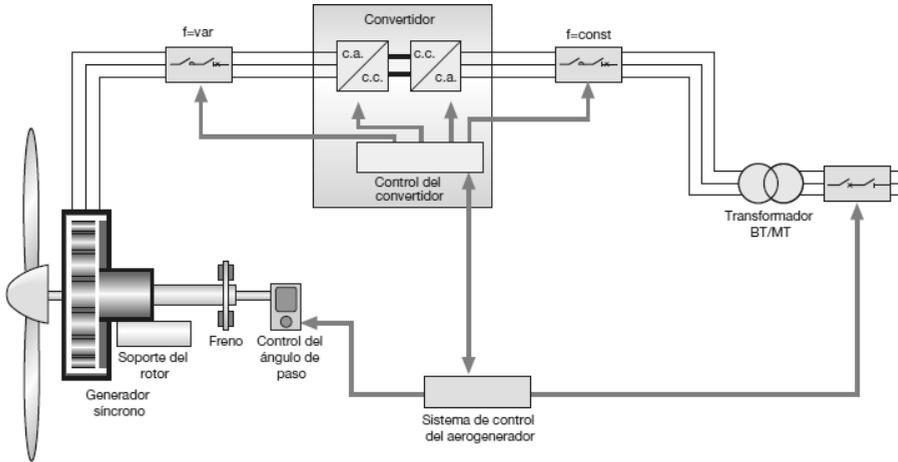


Fig. 9.18. Esquema de funcionamiento de aerogenerador síncrono con convertidor total⁹⁵.

El uso de la configuración alternador-convertidor de potencia permite, por tanto, desacoplar el generador de la red, reduciendo de esta manera las sacudidas mecánicas del aerogenerador durante los fallos de red. Además, se genera la potencia reactiva deseada y se tiene un control total sobre la potencia activa. En la configuración convertidor total, la conversión electromecánica puede ser de alta, de media o de baja velocidad.

Regulación del ángulo de paso

Hasta aquí se ha visto de qué manera los aerogeneradores de velocidad variable pueden modificar el par electromagnético por medio de circuitos eléctricos complejos. A continuación, se explicará de qué manera es posible modificar el par aerodinámico para completar el control total del conjunto.

95

https://library.e.abb.com/public/ac764cb1be081128c1257a30003c70d7/Cuaderno%20Tecnico_num%2012_Plantas%20eolicas.pdf

Con velocidades de viento moderadas, estas turbinas funcionan generalmente a paso constante y, mediante el control del par, a velocidad de rotor variable para mantener la TSR óptima. Al aumentar la velocidad del viento, generalmente el rotor alcanza su velocidad nominal antes de que se alcance la potencia nominal; la velocidad de rotación debe entonces mantenerse constante, lo que supone una fluctuación de la potencia de salida. Cuando se alcanza la potencia nominal, se usa la acción combinada sobre el par del generador y sobre el ángulo de paso para controlar tanto la potencia de salida, manteniéndola en el valor nominal P_n , como la velocidad del rotor, manteniéndola dentro de unos límites aceptables alrededor de la velocidad nominal (figura 9.19).

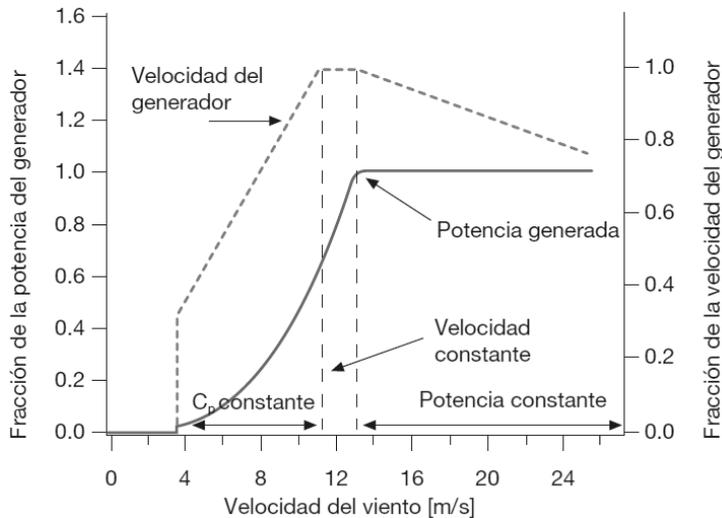


Fig. 9.19. Esquema de regulación del ángulo de paso⁹⁶.

Además, durante las ráfagas de viento, la potencia generada se mantiene constante y la velocidad del rotor aumenta. El aumento transitorio de la energía del viento se acumula como energía cinética en el rotor. Por el contrario, si la velocidad del viento disminuye bruscamente, la reducción del par aerodinámico decelera el rotor, si bien

96

https://library.e.abb.com/public/ac764cb1be081128c1257a30003c70d7/Cuaderno%20Tecnico_num%2012_Plantas%20eolicas.pdf

la potencia generada se mantiene constante gracias a la energía cinética acumulada.

Si la velocidad del viento se mantiene elevada, el ángulo de paso se modifica para reducir la eficiencia aerodinámica (y con ella el par aerodinámico) con el resultado de una disminución en la velocidad del rotor. De este modo se puede controlar con más precisión la potencia de salida, y el mecanismo de control del ángulo de paso puede ser de respuesta más lenta y amortiguada que en el caso de los sistemas de velocidad fija.

En la Figura 9.20 se muestra el esquema lógico de control de estos tipos de aerogeneradores. Puede observarse que la velocidad instantánea del rotor se compara tanto con la velocidad nominal como con la curva de velocidad- potencia del generador para $C_{p_{max}}$. Si la velocidad instantánea es mayor que la nominal se actuará sobre el control del ángulo de paso para reducirla y mantenerla lo más cerca posible de la velocidad nominal. De la comparación con la curva se obtiene la potencia deseada que, limitada por encima por la potencia nominal del generador, se compara con la potencia real entregada. A partir de ello se actúa sobre el convertidor para controlar el par del generador a fin de alcanzar la potencia deseada o de limitarla a la potencia nominal.

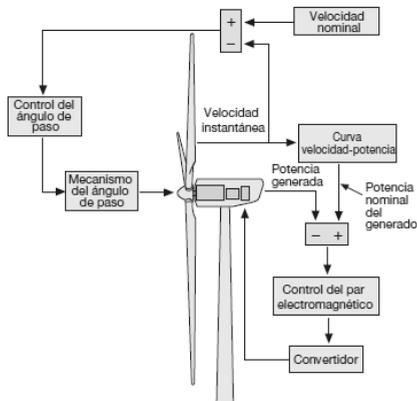


Fig. 9.20. Esquema de regulación del ángulo de paso⁹⁷.

9.4.4 Curva de potencia real

En la figura 9.21 se comparan, en función de la velocidad del viento, la curva de potencia disponible de la vena fluida, la curva ideal del límite teórico de Betz de la potencia máxima extraíble, y las curvas reales de potencia generada en una turbina de control pasivo de pérdida y en una de regulación del ángulo de paso. Como puede observarse, mediante el control de este ángulo, una vez alcanzada la potencia nominal del generador eléctrico es posible mantenerse en valores muy próximos a esta hasta llegar a la velocidad de desconexión.

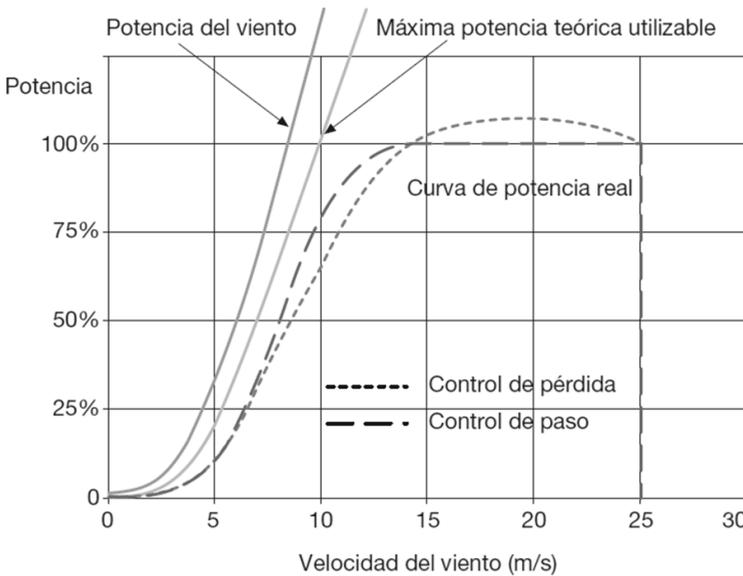


Fig. 9.21. Curvas de potencia de un aerogenerador⁹⁸.

9.4.5 Componentes principales

Los principales componentes que constituyen un aerogenerador de eje horizontal son (Figura 9.22):

- Góndola: Contiene los componentes clave del aerogenerador, incluyendo el multiplicador y el generador eléctrico. El personal

98

https://library.e.abb.com/public/ac764cb1be081128c1257a30003c70d7/Cuaderno%20Tecnico_num%2012_Plantas%20eolicas.pdf

de servicio puede entrar en la góndola desde la torre de la turbina. En el extremo de la góndola se ubica el rotor del aerogenerador, es decir las palas y el buje.

- Rotor: Las palas del rotor capturan el viento y transmiten su potencia hacia el buje. En un aerogenerador de 1,5 MW cada pala mide alrededor de 35 metros de longitud y su diseño aerodinámico es muy parecido al del ala de un avión.
- Buje: El buje del rotor está acoplado al eje de baja velocidad del aerogenerador.
- Eje principal: Conecta el rotor con multiplicador. En un aerogenerador moderno el rotor y el eje giran muy lento, entre 19 y 30 revoluciones por minuto (rpm).
- Multiplicador: Tiene en un extremo el eje de baja velocidad y en el otro el de alta velocidad. Permite que este último gire 50 veces más rápido que el primero.
- Eje secundario: Gira aproximadamente a 1.500 rpm lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico. Está equipado con un freno mecánico de emergencia.
- Generador eléctrico: Puede ser asíncrono o síncrono, de jaula de ardilla o rotor bobinado, multipolo, de imanes permanentes, etc. Variando según el tipo de tecnología.
- Controlador electrónico: Es un sistema que monitoriza las condiciones del aerogenerador y que controla el mecanismo de orientación. En caso de cualquier disfunción (por ejemplo, un sobrecalentamiento en el multiplicador o en el generador), automáticamente detiene el aerogenerador y llama al operario encargado de la turbina.
- Unidad de refrigeración: Contiene un ventilador utilizado para enfriar el generador eléctrico. Además, contiene una unidad refrigerante por aceite empleada para enfriar el aceite del multiplicador. Algunas turbinas tienen generadores refrigerados por agua.
- La torre: Soporta la góndola y el rotor. Generalmente es una ventaja disponer de una torre alta, dado que la velocidad del viento aumenta conforme nos alejamos del nivel del suelo. Un aerogenerador de 1,5 MW tendrá una torre de entre 60 y 80 metros (la altura de un edificio de 20 a 25 pisos). Las torres pueden ser

tubulares como la mostrada en el dibujo o reticuladas. Las torres tubulares son más seguras para el personal de mantenimiento de las turbinas ya que pueden usar una escalera interior para acceder a la parte superior de la turbina. La principal ventaja de las torres de celosía es que son más económicas. También existen torres de hormigón, aunque éstas son menos comunes.

- Mecanismo de orientación: Está activado por el controlador electrónico, que vigila la dirección del viento utilizando una veleta.
- Anemómetro y veleta: Las señales electrónicas del anemómetro son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para conectarlo cuando el viento alcanza aproximadamente 3 m/s. El sistema parará el aerogenerador automáticamente si la velocidad del viento excede los 25 m/s, con el fin de proteger a la turbina. Las señales de la veleta son utilizadas por el controlador electrónico para girar el aerogenerador en contra del viento, utilizando el mecanismo de orientación.

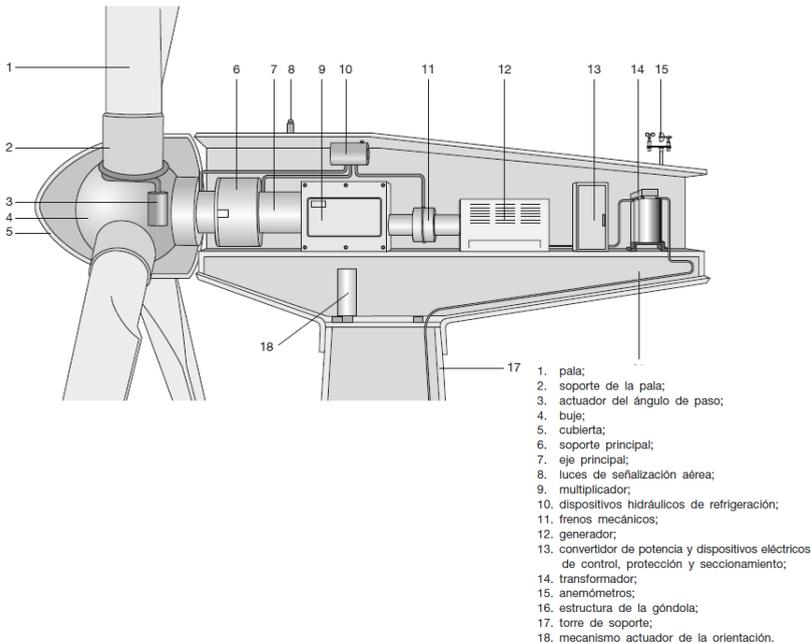


Fig. 9.22. Componentes principales de un Aerogenerador

El convertidor y el transformador pueden ubicarse en la góndola, tal como se muestra en la figura 9.22, o colocarse en la parte baja de la

torre. La instalación del transformador en la góndola hace posible compensar el peso del rotor, mientras que su ubicación en la base permite reducir el tamaño y el peso de la góndola.

9.4.6 Rendimiento

Como hemos visto, una máquina eólica puede convertir en energía mecánica, sólo una parte de la energía del viento que incide sobre sus palas. La teoría de los aerogeneradores de eje horizontal demuestra que, como máximo, $16/27$ de la energía del viento se puede transformar en energía mecánica de las palas, valor que en máquinas avanzadas se reduce a un 30% de la energía del fluido.

En la gráfica siguiente se ilustran los pasos principales en el proceso de conversión de la energía del viento a energía eléctrica en un generador eólico y las pérdidas de eficiencia que se producen en cada paso hasta la entrega de electricidad al pie del generador.

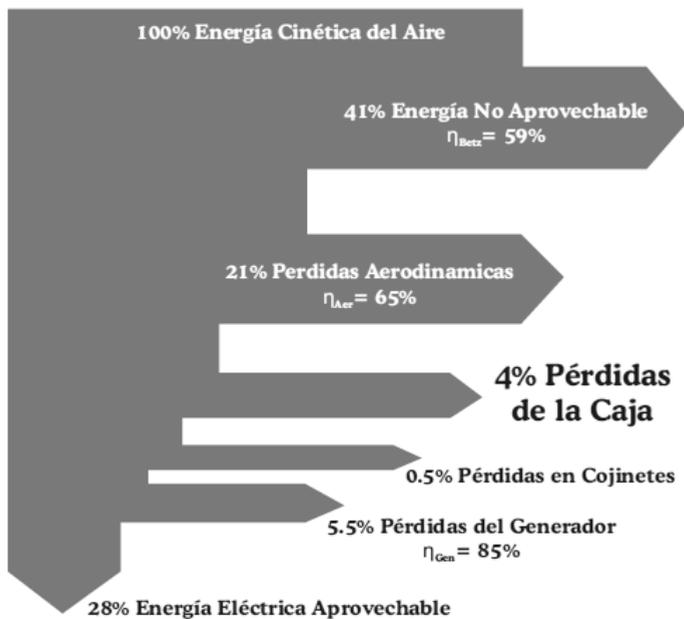


Fig. 9.22. Rendimiento estimado de un aerogenerador⁹⁹

⁹⁹ <https://www.cnea.gob.ar/es/wp-content/uploads/files/Boletin-13.pdf>

9.5. Parques eólicos conectados a la red

Los aerogeneradores pueden funcionar como instalaciones de generación conectadas a las redes eléctricas (parques), a sistemas eléctricos aislados o incluso alimentando una carga específica. En el caso de la integración de los parques al sistema argentino de interconexión, el proceso comprende primero la adecuada selección del emplazamiento y, una vez efectuada la construcción y la conexión a la red, la gestión de la potencia inyectada teniendo en cuenta la demanda de las cargas de la red y la aleatoriedad y variabilidad del recurso eólico.

El comportamiento del parque en términos de suministro de potencia activa puede tener efectos locales en términos de calidad de la potencia y, si la fracción de la energía eólica inyectada en el sistema eléctrico no es despreciable, los efectos pueden manifestarse en toda la red.

La elección del emplazamiento de los parques se fundamenta principalmente en maximizar el retorno de la inversión, tratando de minimizar efectos tales como la contaminación acústica y el impacto visual y medioambiental. Una vez elegido el lugar de instalación, la ubicación y orientación exactas de cada aerogenerador o la disposición de los diferentes aerogeneradores en la central eólica, lo normal es efectuar una simulación por software que permita conocer cómo aprovechar al máximo la extracción de la energía del viento, teniendo siempre en cuenta las limitaciones anteriores y la configuración morfológica del lugar. Además de la simulación del comportamiento físico, se debe modelar el comportamiento de la instalación en la red, como fue descrito en el Capítulo 5.

Uno de los principales problemas a la hora de posicionar los aerogeneradores en el layout del parque es cuánto espacio dejar entre ellos para mantener la mutua interferencia aerodinámica dentro de unos límites aceptables. De hecho, la extracción de energía eólica efectuada por los aerogeneradores a barlovento se traduce en una reducción de la velocidad del viento disponible para aquellos situados a sotavento y un posible aumento de la turbulencia. La consecuencia de esto no es solo la

reducción de la energía total generada por la central eólica, sino también una fluctuación considerable de la potencia eléctrica inyectada en la red.

Una elevada turbulencia, además de reducir la energía eólica capturada, incrementa la velocidad de las ráfagas de viento de manera que los sistemas de control deben intervenir con más frecuencia para detener la turbina, reduciendo aún más la producción energética.

Con respecto a los efectos sobre la red eléctrica, a menudo, en el estudio de los aerogeneradores que inyectan potencia a la red se considera a esta última ideal (con una potencia de cortocircuito infinita), de manera que no se ve afectada por la conexión de cargas o generadores adicionales. En realidad, cada desviación entre potencia generada y absorbida produce una variación de la frecuencia de la tensión de red que, a través de la impedancia de las distintas líneas, causa una variación de la tensión con respecto al valor nominal. Como consecuencia, la red se ve tanto más afectada por la conexión de aerogeneradores cuanto mayor sea la relación entre la potencia nominal de la central eólica y el nivel de fallo del sistema en el punto de conexión.

Las instalaciones de generación eólica generalmente se conectan a la red eléctrica de distribución troncal (132 kV) o, en el caso de pequeñas instalaciones, en la distribución de M.T. En cambio, los parques eólicos "onshore" y "offshore" de grandes dimensiones se conectan habitualmente a la red de alta o muy alta tensión. La figura 9.27 muestra un esquema típico de conexión de un parque eólico terrestre a la red de alta tensión.

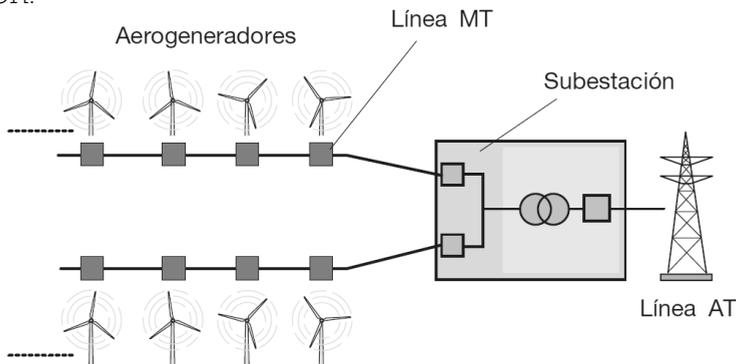


Fig. 9.23. Esquema de instalación de parque eólico "onshore"

El layout e instalación interna del parque depende principalmente de la potencia de la instalación, número y localización de los aerogeneradores instalados, características de la red en el punto de entronque y distancia hacia el mismo.

Hoy en día, con aerogeneradores de 500 kW a varios MW la configuración utilizada es la conexión en MT de aerogeneradores entre sí, por lo que cada uno de ellos debe contar con su centro de transformación.

Diferenciamos en la instalación los siguientes elementos:

- Instalación eléctrica de BT de cada aerogenerador.
- Centro de transformación.
- Red aérea o subterránea de MT.

Como veremos a continuación, también formara parte importante de la instalación eléctrica, el sistema de control de potencia reactiva requerido por el organismo encargado del despacho para cumplir con los requisitos técnicos de operación.

9.6. Requisitos técnicos de operación

Aunque la generación eólica está creciendo en capacidad y diversificándose por todo el mundo, todavía no hay normas definitivas sobre la calidad de potencia de las turbinas eólicas o granjas de viento.

En el Anexo 40 de "Los Procedimientos de la Secretaría de Energía (SE)" se detallan los requerimientos que deben cumplir los generadores eólicos para incorporarse al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Particularmente, en uno de los incisos el documento menciona a la Calidad del Servicio Eléctrico, donde lo único que se indica es "los aerogeneradores deberán cumplir, en lo que respecta a inyección de armónicas, flicker, etc. con la Norma IEC 61400-21".

La Norma IEC 61400-21 es un documento relativamente complejo desde un punto de vista técnico, y contempla cómo deben proceder los fabricantes de aerogeneradores para determinar los niveles de armónicas

y flicker por éstos emitidos. Indica con rigurosidad cómo determinar la emisión de un único aerogenerador y, a partir de ello, sugiere cómo “estimar” los correspondientes niveles de emisión de un Parque compuesto por N aerogeneradores de ese modelo particular.

En países de la región con marcado crecimiento del empleo del recurso eólico (BRASIL, por ejemplo) se requieren estudios previos y mediciones de campo para determinar la emisión de perturbaciones, a fin de habilitar un nuevo parque. Además, una vez que el parque se encuentra operando, si se presentan niveles de armónicas o de flicker por encima de lo establecido en la normativa se aplican severas sanciones económicas.

Las características principales concernientes a la calidad de potencia de las turbinas eólicas son las siguientes:

- Variaciones de Potencia.
- Requerimientos De Potencia Reactiva.
- Variaciones De Tensión O Flicker.
- Emisión De Armónicas.

9.6.1 Variaciones de potencia

Para cada tipo de parque eólico, el grado de perturbación del funcionamiento del sistema eléctrico depende fuertemente de la potencia de la granja eólica en relación a la rigidez (potencia de cortocircuito) del sistema eléctrico en el punto de conexión.

Por el análisis y requerimientos, se definen dos tipos de parques o granjas, Tipo A y Tipo B. Las primeras son aquellas que tienen mayor valor de la relación entre su potencia instalada y la potencia de cortocircuito del punto de conexión a la red y en las segundas dicha relación es de un nivel menor. Continuaremos el análisis para los parques eólicos tipo A.

En este tipo de granjas, la máxima perturbación admitida de la tensión en el punto de conexión de la granja o de cualquier otro nodo de la red eléctrica, se define de la siguiente manera:

En los estados de operación con la menor potencia de cortocircuito en el área donde se conecta la granja (con el menor despacho de generación probable), la "mayor variación rápida de generación" y la "mayor variación de generación frecuente" deben ser tales que no provoquen variaciones de tensión mayores a:

- 1% en las redes de tensión mayor a 132 kV y menor o igual a 500 kV.
- 2% en las redes de tensión menor o igual a 132 kV y mayor a 35 kV.
- 3% en las redes de tensión menores o iguales a 35 kV.

Se define como "mayor variación rápida de generación" al valor de la máxima variación estimada de potencia activa, dentro de cada 10 minutos, de los 10 valores de potencia media registrada cada 1 minuto.

La tecnología constructiva de los aerogeneradores y de sus controles y también la arquitectura del Parque Eólico, deberán evitar la producción de variaciones rápidas de la potencia de la Granja debido a turbulencias, ráfagas y/o variaciones rápidas de la velocidad del viento.

Se define como "mayor variación de generación frecuente" al valor de la máxima variación de potencia activa, dentro de cada hora, de los 6 valores de potencia media registrada cada 10 minutos que no es superado durante el 95% del tiempo (de las horas del año). Es decir, variaciones superiores sólo se dan en el 5% del tiempo total. Estas variaciones de potencia deberán ser el resultado de mediciones de vientos adecuadas (valor medio cada 10 minutos) tomadas en el lugar de emplazamiento de la granja durante un año como mínimo.

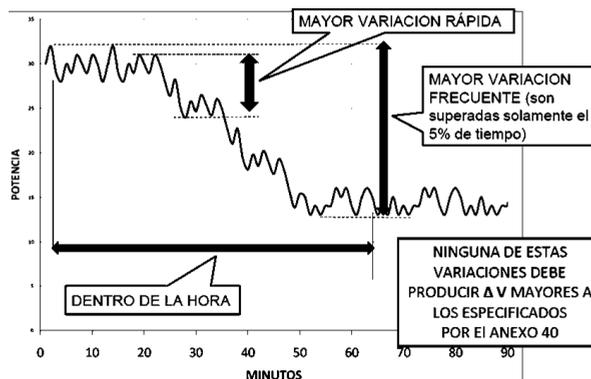


Fig. 9.24. Variaciones de potencia de un parque eólico

El parque deberá operar controlando la tensión en el punto de conexión o un punto interno de la granja. Para lograr efectividad en esta función deberá poseer un control conjunto de tal manera que permita repartir en forma uniforme la potencia reactiva en cada aerogenerador.

9.6.2 Requerimiento de potencia reactiva

La determinación adecuada de las características de potencia reactiva del generador eólico, permitirá planificar el impacto de su inserción sobre la tensión del sistema en régimen permanente dentro de un rango de diferentes velocidades de vientos. Hay un procedimiento que incluye la estimación de dicho impacto sobre la tensión de la red estimando las impedancias del sistema y las mediciones de la potencia activa y reactiva de los generadores.

Como las turbinas no producen una potencia activa constante durante períodos largos de tiempo, se debe informar de los requerimientos de reactivo correlacionando la potencia activa con la reactiva. La mayoría de los generadores eólicos son asincrónicos, así que casi todas las unidades vienen equipadas con compensadores a los que también deben realizarse mediciones. Las nuevas turbinas usan variadores electrónicos de velocidad que pueden producir o consumir reactivo de acuerdo a la estrategia de operación.

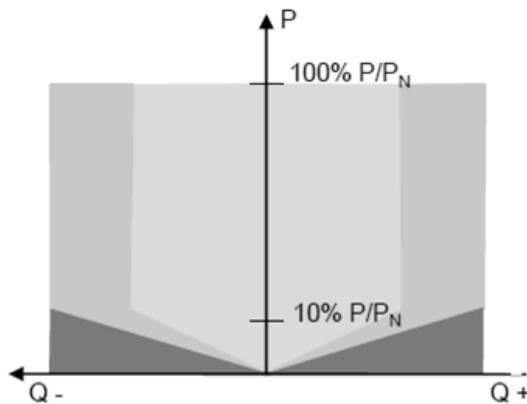


Fig. 9.25. Diagrama P-Q de un parque eólico.

En el Anexo 40 de los procedimientos de CAMMESA, se exige a los parques eólicos tipo A, una característica del diagrama P-Q tal que, a máxima potencia, exhiba un Factor de Potencia entre el 100% y el 20% o

30% de la potencia nominal (característica de capacidad P-Q de forma pentagonal), excepto que el Generador demuestre que, por las características de su punto de conexión, puede tener menor capacidad de potencia reactiva.

En casos que, de acuerdo a los resultados de los estudios de funcionamiento indicados en los estudios de Etapa 1 del Procedimiento Técnico N° 1 de LOS PROCEDIMIENTOS, se requiera ampliar el rango de control de la potencia reactiva y/o la velocidad de respuesta del control conjunto de la tensión por condiciones de estabilidad en la transmisión de potencia, el OED podrá exigir la instalación de un equipo de compensación dinámica de potencia reactiva (compensador sincrónico, SVC, STATCOM, etc.).

Deberá tener una característica del diagrama P-Q tal que, a máxima potencia, exhiba un Factor de Potencia ($\cos \phi$) de 0,95 y la potencia reactiva, como mínimo, se mantenga constante para las potencias activas entre el 100% y el 20% o 30% de la potencia nominal (característica de capacidad P-Q de forma pentagonal), excepto que el Generador demuestre que, por las características de su punto de conexión, puede tener menor capacidad de potencia reactiva.

9.6.3 Variaciones de tensión o flicker

Las fluctuaciones de tensión que tienen una frecuencia de variación entre 0.5 y 25 Hz y que causan variaciones visibles en la iluminación doméstica se denomina flicker. El mismo ha sido muy estudiado en Europa, incluyendo esfuerzos en adaptar las técnicas de estimación del flicker a las características de los generadores eólicos.

9.6.4 Emisión de armónicas

La emisión de armónicas de un generador debe ser controlada para prevenir un excesivo calentamiento en el equipo de potencia de la distribución eléctrica y para evitar condiciones de resonancia del sistema.

Hay diferentes procedimientos para su cálculo como los que señalan el IEC CD y el IEEE-519.

Su estudio es importante ya que las mismas pueden causar daños tanto a los equipos de la empresa distribuidora como a los usuarios. Los primeros equipos de turbinas eólicas usaban sistemas de conversión, como el puente de tiristores de 6 pulsos, sin filtros de corrección de armónicas, resultando por lo tanto armónicas de bajo orden. Hoy en día los convertidores producen una salida con muy bajo contenido de armónicas debajo de lo recomendado por el IEEE.

9.7. Características técnicas

Si bien el viento es variable, no es completamente aleatorio. En escalas de tiempo que son relevantes para los operadores del sistema de potencia, el viento es estadísticamente predecible (en el mismo sentido que lo es la demanda). En efecto muchos analistas modelan la potencia eólica como una demanda negativa. El hecho que el viento tenga una componente no aleatoria significativa implica que el viento puede ser pronosticado. El grado de exactitud dependerá de entender la naturaleza del viento, de la exactitud de las mediciones, de la capacidad de las herramientas matemáticas y computacionales y del período de tiempo que se quiere predecir.

Las rápidas fluctuaciones de potencia que se producen desde un parque eólico, pueden afectar los costos de operación y la estabilidad de la red a la cual se interconecta. La magnitud del impacto y el efecto de mayor penetración de generación eólica todavía es tema de estudio.

Como la mayoría de las turbinas eólicas están equipadas con convertidores electrónicos, se puede vender el control de tensión por medio de la inyección o consumo de reactivo. Las turbinas de velocidad variable pueden usar el momento del rotor y el generador para responder al cambio de frecuencia y proveer de reserva rotante. La energía cinética almacenada en el rotor es de cerca de un segundo en una base de potencia. Estas turbinas pueden proveer estabilidad por unos segundos ajustando la potencia un poco más alta o más baja.

La potencia de una turbina puede caer imprevistamente por falla de la misma o debido a la gran velocidad del viento. El comportamiento

del parque eólico es totalmente diferente ya que el viento nunca cesa o se incrementa en segundos de forma substancial. La potencia total puede caer a cero sólo después de unos pocos minutos.

Los parques y su integración al sistema eléctrico conllevan múltiples aspectos para ser considerados. Uno de ellos es el impacto sobre la calidad de tensión en el punto de conexión. El aumento del tamaño de las granjas y de la potencia eólica que se inyecta a un sistema, debe llevar al análisis de las variaciones que suceden en el mismo cuando hay cambios en los vientos (intermitencia y variabilidad). También se tiene que tener en cuenta las corrientes de magnetización, las armónicas y el nivel de corto circuito.

9.8. Impacto ambiental, social y económico

Los aerogeneradores se han vuelto cada vez más eficientes debido a su mayor tamaño. Este aumento en el tamaño de la turbina también ha llevado a un impacto ambiental reducido por kWh de producción. Los dos factores principales que conducen a un impacto ambiental reducido por unidad de electricidad generada son la escala y el aprendizaje tecnológico. El primer factor, la escala, se relaciona con el tamaño puro de la turbina, en particular su altura y diámetro. La altura es importante ya que se puede capturar más energía eólica con alturas de eje más altos. El diámetro relaciona el área barrida por la pala y la cantidad de energía cinética aprovechada por la turbina. Este último factor, el aprendizaje, incluye la experiencia adquirida a lo largo del tiempo (proporcional a la capacidad instalada acumulada) que conduce a una mayor eficiencia de diseño y fabricación, y mejoras en la propia tecnología, como el uso de materiales más eficientes para las palas. En general, se ha estimado que estos dos factores reducen los impactos ambientales del ciclo de vida de la energía eólica en un 14 % por cada duplicación de la capacidad.

El análisis de ciclo de vida desarrollado por la Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa (UNECE) que se mencionó en el punto 6.6, indica que la generación eólica ofrece un amplio espectro de beneficios: pocas emisiones de material particulado,

baja acidificación, baja eutrofización, emisiones tóxicas o bajo uso de la tierra.

Si bien la torre y los cimientos contribuyen a la mayoría de las categorías de impacto (50% a 70 %), el generador es notablemente responsable de la mitad de la categoría de impacto de “minerales y metales” debido a las necesidades de cobre. Las palas, fabricadas en plástico reforzado con fibra de vidrio, contribuyen únicamente al cambio climático (16%), radiación ionizante (7%) y agua disipada (27%), debido al uso de electricidad para su producción. Otras actividades, principalmente el mantenimiento, contribuyen entre el 12 % y el 20 % de todos los impactos.

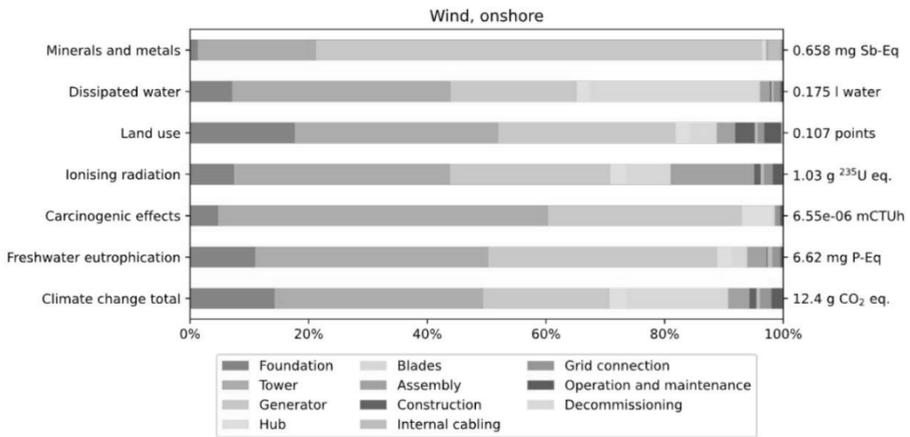


Fig. 9.26. Impacto del ciclo de vida de la producción de 1 kWh de energía eólica terrestre, Europa 2020¹⁰⁰.

Cabe señalar que ni los aspectos estéticos o de ruido, ni los problemas de mortalidad aviar se evaluaron en ese informe. Sin embargo, dice que la alteración del paisaje natural podría verse como un problema subjetivo, se han estudiado los efectos del ruido en la salud humana (a través de la molestia y la alteración del sueño), y se ha demostrado que están correlacionados con daños potenciales y son potencialmente dañinos para la salud de los trabajadores.

¹⁰⁰ <https://unece.org/sites/default/files/2021-10/LCA-2.pdf>

Por otro lado, las amenazas potenciales de la energía eólica para las aves están bien documentadas, la investigación actual sugiere que, si bien las tasas de mortalidad pueden ser relativamente altas en ciertas áreas, son muy variables (estiman un rango de 0.00–9.33 aves por año por turbina, y 0.00–42.7 para murciélagos). En contexto, estos valores son una pequeña fracción de las muertes causadas por otras actividades humanas.

9.9. Resumen

Si bien el aprovechamiento del viento con fines energéticos se remonta a muchos años atrás, la tecnología más reciente ha permitido el desarrollo a gran escala de la generación eólica.

El recurso eólico es estudiado con herramientas matemáticas probabilísticas las cuales logran obtener pronósticos muy precisos que sirven para mejorar la programación del despacho. Sin embargo, el incremento de potencia eólica en la matriz de generación, la cual es definida como un recurso renovable e intermitente, obliga a disponer de mayores reservas para la regulación de frecuencia con el fin de preservar la calidad de servicio en la red de transporte de alta tensión.

A diferencia de las grandes centrales convencionales, donde la energía eléctrica es producida por máquinas síncronas de gran porte, los parques eólicos están compuestos por varios aerogeneradores con máquinas eléctricas más pequeñas que incorporan complejos sistemas electrónicos para su operación y control que afectan significativamente la calidad de energía.

Plazos de obras cortos, costos de inversión menores comparado con otras tecnologías convencionales, y grandes beneficios medioambientales, han incentivado el incremento de la generación eólica en la matriz energética mundial en los últimos años.

Nuestro país cuenta con un potencial eólico significativo, pero con la desventaja de estar disponible en zonas alejadas de la red eléctrica ya existente y, en muchos casos, sin capacidad disponible para poder

transportar su producción, lo que ha generado demora en la finalización de proyectos ya iniciados y desmotivación a la hora de atraer nuevas inversiones, desaprovechando la explotación de este preciado recurso renovable.

Bibliografía

- ABB. (2012). *Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 12, Plantas Eólicas*. ABB.
- BARBERA, G. (2015). GRANDES PARQUES EÓLICOS Y SU VINCULACIÓN CON EL SISTEMA DE POTENCIA EN TÉRMINOS DE COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA. XVI ERIAC. Cigré.
- CADER. (s.f.). *Cámara Argentina de Energía Renovables*. Obtenido de <https://www.cader.org.ar/>
- CAMMESA. (2019). *Compañía administradora del mercado mayorista eléctrico S.A.* Obtenido de <https://cammesaweb.cammesa.com/>
- CAMMESA. (s.f.). *Conceptos básicos sobre la Inserción de la Generación Eólica en un Sistema Eléctrico de Potencia*. Recuperado el 2020, de <https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/publicaciones/Insercion%20Eolica.pdf>
- CNEA. (2004). Energía Eólica, Teoría y Características de Instalaciones. *Boletín Energético N° 13*, 54.
- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico. (2022). CAMMESA. Obtenido de <https://cammesaweb.cammesa.com/>
- IAEA. (s.f.). *Organismo Internacional de Energía Atómica*. Obtenido de <https://www.iaea.org/es>
- IRENA. (s.f.). *International Renewable Energy Agency*. Obtenido de <https://www.irena.org/>
- SECRETARIA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN. (s.f.). Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/energia-electrica/renovables>
- Vázquez, J. R. (s.f.). *Centrales Eléctricas*. Barcelona: CEAC.

Capítulo 10

Parques fotovoltaicos

A diferencia de las tecnologías de generación que se explicaron en los capítulos anteriores, la generación fotovoltaica pudo implementarse de forma masiva recién en las últimas dos décadas. Si bien el aprovechamiento de la energía solar con tecnologías muy simples fue realizado por el hombre desde sus comienzos; basta mencionar como ejemplos el secado de carnes, frutas y el cultivo en invernaderos, el uso intensivo de esta fuente de energía (que requiere el empleo de una serie de tecnologías de conversión más elaboradas) han sido desarrolladas en los últimos 30 años y todavía se encuentran en estado de evolución, fundamentalmente para disminuir sus costos.

La energía solar tiene dos características importantes: su condición de energía prácticamente inagotable y el hecho de ser no contaminante. Además, es una fuente de energía disponible, en mayor o menor medida, en cualquier parte del planeta, pudiendo ser colectada y transformada en el lugar de utilización.

El aprovechamiento de la radiación solar mediante paneles fotovoltaicos para la generación de electricidad puede ser realizada de diferentes maneras. La primera de ellas consiste en la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica de transmisión o distribución, también conocidos como sistemas "On-Grid", los cuales interactúan directamente con la red, inyectando energía a la misma. Por otro lado, existen sistemas fotovoltaicos aislados u "Off-Grid" que, al ser independientes de la red eléctrica, requieren la utilización de baterías para almacenar la energía eléctrica generada durante el día y disponer de la misma en horas sin sol.

Existe una tercera opción que es una combinación de ambos tipos de sistemas, en el cual, se gestiona la energía generada para maximizar el autoconsumo y disminuir la potencia requerida de la red. Adicionalmente, las baterías alimentan un circuito de emergencia para

abastecer parte de la instalación en ocasiones donde la red falla. Estos sistemas se conocen como "Híbridos".

Entre los diferentes sistemas que utilizan fuentes de energía renovables, los basados en tecnología fotovoltaica son muy prometedores gracias a sus cualidades intrínsecas: bajos costos de funcionamiento (el "combustible" es gratis) y unas necesidades de mantenimiento limitadas, son fiables, no producen ruido y son fáciles de instalar. Además, la energía fotovoltaica en algunas aplicaciones aisladas es definitivamente mejor que otras fuentes energéticas, sobre todo allí donde la instalación de líneas eléctricas tradicionales resulta difícil y costosa.

10.1. Principio de funcionamiento

La conversión de la energía radiante del sol en energía eléctrica se realiza mediante módulos fotovoltaicos, también conocidos como paneles solares. La eficiencia de conversión de un módulo, es decir, el porcentaje total de la energía del sol convertida en energía eléctrica, depende principalmente de la tecnología con la cual está fabricado.

Desde 1958 y hasta la primera crisis del petróleo en 1973, las celdas solares tuvieron principalmente aplicaciones en los campos espacial y militar. Las crisis del petróleo durante la década del 70 impulsaron el desarrollo de la tecnología FV para usos terrestres. A mediados de los noventa, las actividades en el campo FV recibieron un renovado impulso, esta vez gracias a la creciente presión ecologista de la sociedad y a la baja en el costo de los sistemas.

La tecnología de fabricación más difundida se basa en el uso de silicio. Este elemento es purificado y modificado químicamente para lograr las propiedades requeridas. Esta tecnología permite obtener eficiencias de conversión del orden del 18%.

Existe también lo que se conoce como tecnología de "película delgada", cuya fabricación se realiza a partir de la superposición de diferentes películas de espesores nanométricos controlados. Esta

tecnología permite fabricar celdas más eficientes, pero a un costo más alto. En los últimos años, el avance tecnológico ha permitido disminuir los costos de fabricación y hoy en día se están acercando a costos competitivos con la tecnología del silicio. Esta tecnología permite obtener eficiencias de conversión del orden del 20%. Otras tecnologías más eficientes, tal como la "multijuntura" y también más costosas, tienen aplicaciones en usos de concentración o bien espaciales. Esta tecnología permite obtener eficiencias de conversión del orden del 30%.

Finalmente existen también módulos fotovoltaicos basados en reacciones químicas que imitan la fotosíntesis de las plantas. Estas celdas se denominan "fotoelectroquímicas" y a los fines prácticos funcionan de la misma manera que un panel fotovoltaico convencional. Son más eficientes que las convencionales de silicio en condiciones de días nublados, aunque su eficiencia total es menor.

10.1.1 Teoría del semiconductor¹⁰¹.

El componente elemental de un generador FV es la célula fotovoltaica, donde se lleva a cabo la conversión de la radiación solar a corriente eléctrica. La célula está compuesta por una delgada capa de material semiconductor, normalmente silicio tratado, con un grosor de alrededor de 0,3 mm y una superficie de 100 a 225 cm². El silicio, con cuatro electrones de valencia (tetravalente), se "dopa" con átomos trivalentes (p. ej. boro – dopaje Positivo) en una capa y cierto número de átomos pentavalentes (p. ej. fósforo – dopaje Negativo) en la otra. La región tipo P tiene exceso de huecos, mientras que la de tipo N tiene exceso de electrones.

El efecto fotovoltaico tiene lugar cuando un electrón de la banda de valencia de un material (normalmente un semiconductor) es liberado a la banda de conducción al absorber un fotón con la suficiente energía (cuanto de radiación electromagnética) que incide en el material. De hecho, tanto en los materiales semiconductores como en los aislantes los electrones no pueden moverse libremente. Sin embargo, al comparar los

101

https://library.e.abb.com/public/e703d99268365a43c125791f002ce826/1TXA007109G070_1_CT10.pdf

materiales semiconductores con los aislantes la banda prohibida de energía entre la banda de valencia y la de conducción (característica de los materiales conductores) es pequeña, de manera que los electrones pueden alcanzar la banda de conducción fácilmente cuando captan energía del exterior. Esta energía puede ser suministrada por la radiación luminosa, de ahí el efecto fotovoltaico.

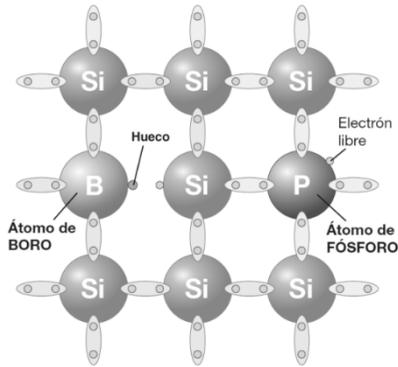


Fig. 10.1. Dopaje de semiconductor.

El campo eléctrico interno hace que el exceso de electrones (resultado de la absorción de fotones por parte del material) se separe de los huecos y los impulsa en direcciones opuestas. Como consecuencia, una vez que los electrones han superado la región de agotamiento no pueden regresar ya que el campo evita el flujo en la dirección inversa. Al conectar la unión a un conductor externo se obtiene un circuito cerrado, en el que la corriente fluye de la capa P, con un potencial mayor, a la capa N, con un potencial menor, siempre que la célula esté iluminada.

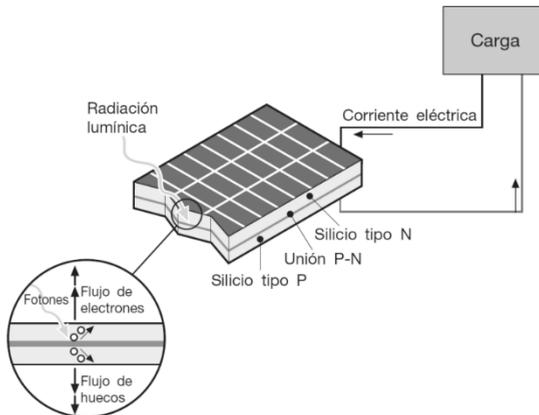


Fig. 10.2. Esquema de principio de funcionamiento.

10.1.2 Curva característica

En la Figura 10.3 se muestra la curva característica tensión/intensidad de un módulo FV. En condiciones de cortocircuito la intensidad generada es la máxima (I_{sc}), mientras que con el circuito abierto la tensión es la máxima. (V_{oc} = tensión de circuito abierto). En estas dos situaciones la energía eléctrica producida en el módulo es cero, mientras que, en cualquier otra situación, al aumentar la tensión la energía producida también aumenta: al principio alcanza el punto de potencia máxima (P_m) para caer después a un valor próximo al valor de tensión sin carga.

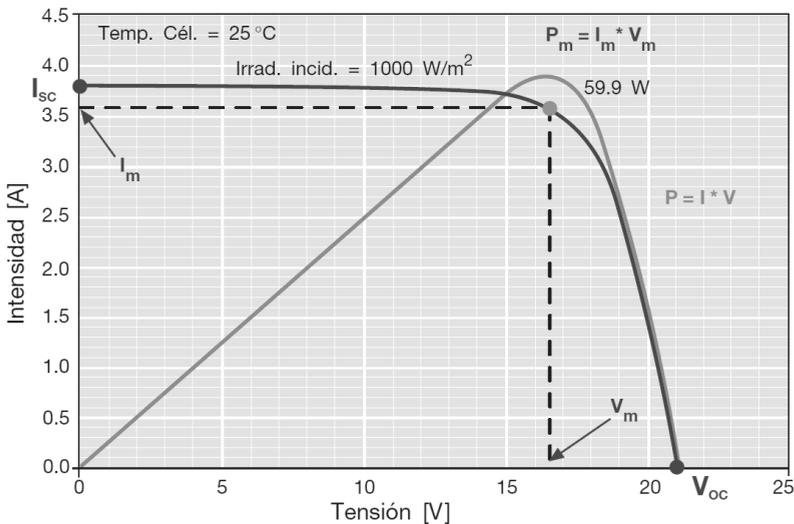


Fig. 10.3. Curva característica de un panel fotovoltaico.

De esta manera, los datos característicos de un módulo solar se pueden resumir a:

- I_{sc} intensidad de cortocircuito;
- V_{oc} tensión sin carga;
- P_m potencia producida máxima en condiciones estándar (STC);
- I_m intensidad producida en el punto de potencia máxima;
- V_m tensión en el punto de potencia máxima;
- FF factor de llenado: parámetro que determina la forma de la curva característica V-I e indica la relación entre la potencia máxima y

el producto ($V_{oc} \times I_{sc}$) de la tensión sin carga multiplicada por la intensidad de cortocircuito.

La potencia característica de un módulo fotovoltaico se expresa generalmente en "Watt Pico" (Wp) y es la potencia eléctrica que genera en las condiciones STC. Fuera de estas condiciones específicas, el panel solar puede generar mayor o menor potencia, según las condiciones ambientales donde se encuentre instalado.

10.1.3 Circuito equivalente

Una célula fotovoltaica puede considerarse como una fuente de corriente y puede representarse con el circuito equivalente de la Figura 10.4.

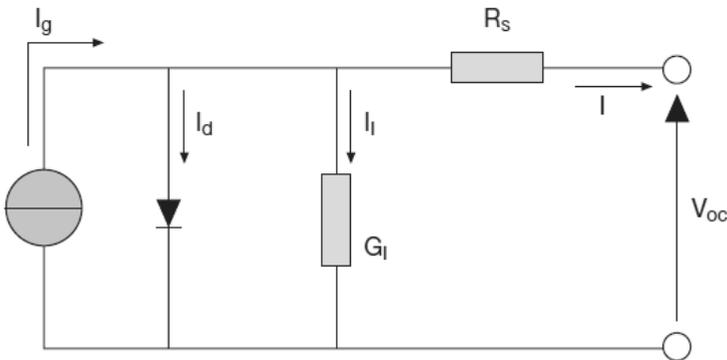


Fig. 10.4. Circuito equivalente.

Los componentes básicos que distinguimos en el circuito son:

- Diodo: Con el diodo dispuesto de esta manera, ilustramos la corriente que perdemos por recombinación (pérdidas).
- I_d : Corriente fotogenerada, la cual es representada por una fuente de intensidad.
- R_s : Resistencia serie. El fenómeno de la resistencia serie tiene varios orígenes, entre ellos, la resistencia de los contactos metal-semiconductor, la resistencia de los dedos metálicos, etc.
- G_i : En esta resistencia resumimos todas las imperfecciones puntuales suplementarias. Dichas imperfecciones producen fugas de corriente y, por tanto, las podemos resumir en forma de

una resistencia situada en paralelo en el circuito equivalente de la célula

10.1.4 Efecto sombra

El efecto de las sombras sobre los paneles fotovoltaicos es perjudicial a los fines de la generación de energía. Adicionalmente y dependiendo de la parte específica del panel que esté sombreado, el panel puede disminuir su generación notablemente.

En una instalación con paneles en serie (string), si uno de ellos está en sombra, puede convertirse en una carga resistiva, consumiendo la potencia generada por el resto de los paneles de la misma tira y consecuentemente aumentando su temperatura.

Para evitar esta posibilidad que puede dañar irreversiblemente las celdas, los paneles poseen diodos de bypass de tal manera que, si un panel está en sombra, la electricidad generada por los demás paneles puentea o realiza un "by-pass" (de ahí su nombre) en el panel sombreado.

En algunos casos los paneles cuentan con un diodo de bloqueo que garantiza que la corriente que sale del panel circule en una sola dirección, no permitiendo que una cadena de paneles pueda actuar como carga a otra. La función y esquema de cada diodo se muestra en la Figura 10.5.

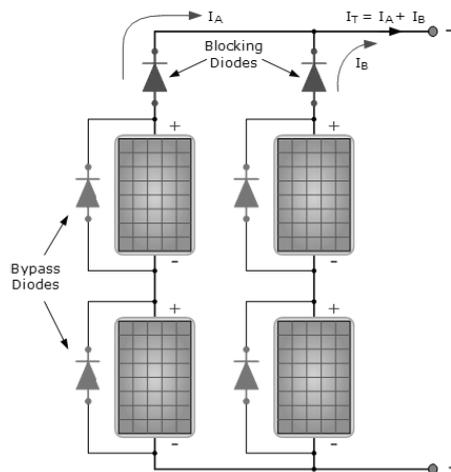


Fig. 10.5. Diodos de protección.

10.2. Paneles fotovoltaicos

Básicamente, existen dos tipos de tecnologías de celdas fotovoltaicas:

10.2.1 Paneles de silicio cristalino

Silicio monocristalino

Los paneles monocristalinos homogéneos están hechos de cristal de silicio cristalino de alta pureza. El lingote de silicio monocristalino es cilíndrico, con un diámetro de 13 a 20 cm y una longitud de 200 cm. Se obtiene a partir del crecimiento de un cristal filiforme en rotación lenta.

Posteriormente, este cilindro se corta en obleas de 200-250 μm de grosor cuya superficie se trata para obtener "microsurcos" destinados a minimizar las pérdidas por reflexión. La principal ventaja de estas células es la eficiencia (14 a 17%), junto con la larga duración y el mantenimiento de las propiedades a lo largo del tiempo.

Silicio policristalino

En los que los cristales que componen las células se agregan adoptando formas y direcciones diferentes. De hecho, las iridiscencias características de las células de silicio policristalino están causadas por las diferentes direcciones de los cristales, comportándose de forma distinta frente a la luz. El lingote de silicio policristalino se obtiene a partir de la fusión y el colado del silicio en un molde con forma de paralelepípedo. Las obleas así obtenidas son cuadradas y presentan unas estrías típicas de 1800-300 μm de grosor.

Su eficiencia es menor que la del silicio monocristalino (12 a 14%), pero su costo también lo es. Aun así, tiene gran vida útil (respecto a la del silicio monocristalino) y buena parte del rendimiento se mantiene a lo largo del tiempo (85% de la eficiencia inicial tras 20 años). Las células fabricadas mediante esta tecnología pueden reconocerse por su superficie, donde son claramente visibles los granos cristalinos.

Silicio amorfo

El material semiconductor se deposita como película fina en distintos soportes, lo que permite producir módulos rígidos o flexibles.

El silicio amorfo también puede pulverizarse sobre una lámina delgada de plástico o material flexible. Se utiliza sobre todo en los casos en los que es necesario minimizar el peso del panel y adaptarlo a superficies curvas. La eficiencia del panel (5% a 6%) es muy baja a causa de las muchas resistencias que se oponen al flujo de electrones. También en este caso el rendimiento de las células tiende a empeorar con el tiempo.

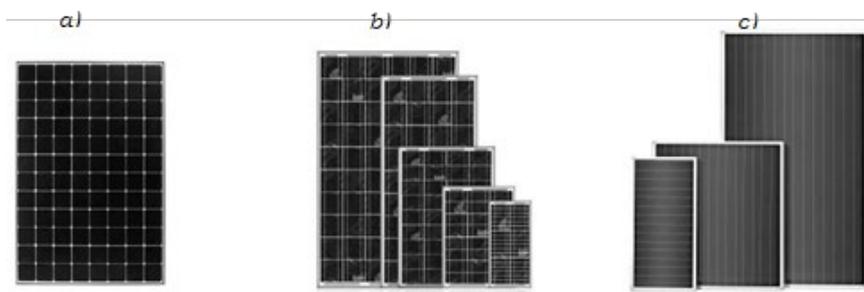


Fig. 10.6. a) Panel monocristalino, b) Panel policristalino, c) Panel amorfo.

10.2.2 Paneles de capa fina (Thin Film)

Las células de capa fina están compuestas por material semiconductor depositado, normalmente como mezclas gaseosas, en soportes tales como vidrio, polímeros o aluminio, que le dan una consistencia física a la mezcla.

La película semiconductor tiene un grosor de unas pocas micras, mientras que las células de silicio cristalino poseen un grosor de varios cientos de micras. En consecuencia, el ahorro de material es notable y la posibilidad de disponer de un soporte flexible aumenta el campo de aplicación de este tipo de células (figura 1.18).

Los materiales usados son: Silicio amorfo; CdTeS (teluro de cadmio-sulfuro de cadmio); GaAs (arseniuro de galio); CIS, CIGS y CIGSS (aleaciones de diseleniuro de indiocobre).

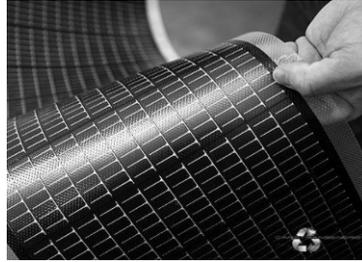


Fig. 10.7. Panel de capa fina tipo Cadmium telluride (CdTe)¹⁰²

10.2.3 Componentes de los paneles de silicio cristalino

Las células que componen el módulo se encapsulan en un sistema de montaje que:

- Aisla eléctricamente las células del exterior;
- Protege las células de los agentes atmosféricos y de los esfuerzos mecánicos;
- Es resistente a los rayos ultravioleta, a las bajas temperaturas, a los cambios bruscos de temperatura y a la abrasión;
- Disipa el calor fácilmente para evitar que el aumento de temperatura reduzca la energía suministrada por el módulo.

Estas propiedades deben mantenerse durante toda la vida útil prevista para el módulo. La Figura 10.8 muestra la sección de un módulo estándar de silicio cristalino compuesto de:

- Una lámina protectora en la parte superior expuesta a la luz, caracterizada por una elevada transparencia (el material más común es vidrio templado);
- Un material encapsulante que evita el contacto directo entre el vidrio y la célula elimina los intersticios originados por las imperfecciones superficiales de las células y aísla eléctricamente la célula del resto del panel; en procesos que requieren laminación suele utilizarse etileno vinilo acetato (EVA);
- Un sustrato de soporte (vidrio, metal, plástico) en la parte posterior;
- Un bastidor metálico, normalmente de aluminio.

¹⁰² https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Events/2014/Jun/2/15_Karagiorgis.pdf?la=en&hash=98B364D2F71C232E270545BA0FF9D36AB2E986B4

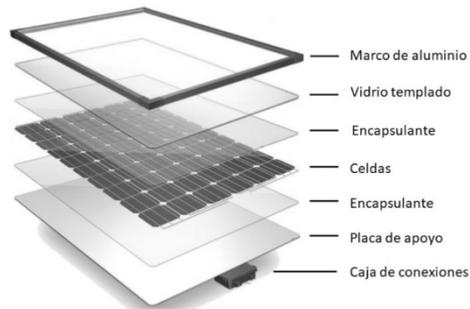


Fig. 10.8. Estructura y componentes de un panel.

10.2.4 Disposición de un generador fotovoltaico

Los paneles solares se componen de unidades más pequeñas llamadas celdas fotovoltaicas. La cantidad de celdas definen el tamaño del panel. A su vez, varios paneles constituyen un arreglo (del inglés "array") o una cadena (del inglés, "string") dependiendo del tipo de interconexión de los módulos. De esta manera, una instalación fotovoltaica tiene una cadena o arreglo compuestos de 1 o más paneles que a su vez están compuestas por celdas fotovoltaicas interconectadas dentro de cada módulo, como se muestra en la Figura 10.9.

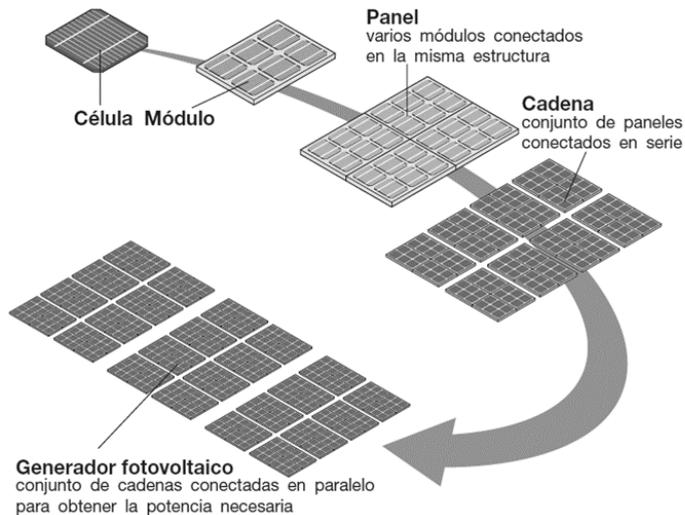


Fig. 10.9. Estructura de un generador fotovoltaico.

10.3. Energía solar¹⁰³

En el núcleo del Sol se producen constantemente reacciones de fusión a temperaturas de millones de grados que liberan enormes cantidades de energía en forma de radiación electromagnética. Parte de esta energía llega a la capa exterior de la atmósfera terrestre con una irradiancia promedio (constante solar) alrededor de $1367 \text{ W/m}^2 \pm 3\%$, un valor que varía en función de la distancia entre la Tierra y el Sol (Figura 10.10) y de la actividad solar (manchas solares).

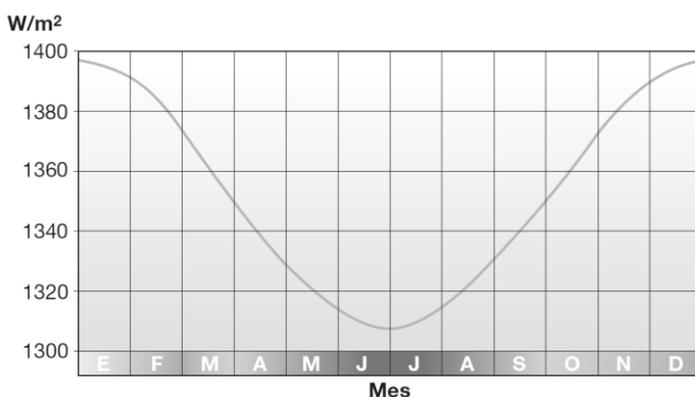


Fig. 10.10. Radiación extraatmosférica.

10.3.1 Irradiancia

La irradiancia solar es la intensidad de la radiación electromagnética solar incidente en una superficie de 1 metro cuadrado [kW/m^2]. Esta intensidad es igual a la integral de la potencia asociada a cada valor de la frecuencia del espectro de radiación solar. Al atravesar la atmósfera, la intensidad de la radiación solar decae porque es parcialmente reflejada y absorbida (sobre todo por el vapor de agua y el resto de gases atmosféricos). La radiación que logra atravesarla queda parcialmente difusa por el aire y las partículas sólidas en él suspendidas (Figura 10.11).

103

https://library.e.abb.com/public/e703d99268365a43c125791f002ce826/1TXA007109G070_1_CT10.pdf

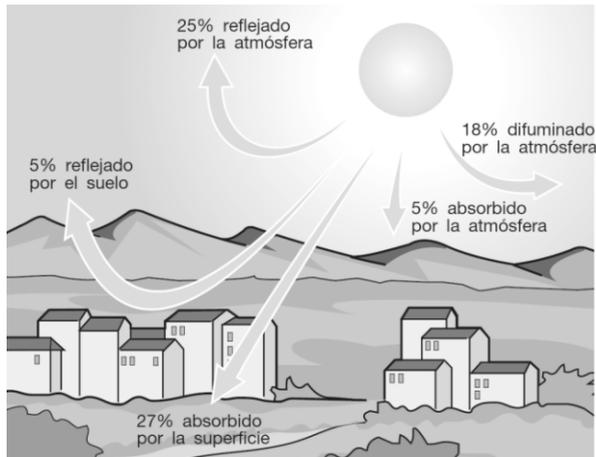


Fig. 10.11. Flujo energético entre el Sol, la atmósfera y el suelo.

10.3.2 Irradiación

La irradiación solar es la integral de la irradiancia solar a lo largo de un periodo de tiempo determinado [kWh/m²]. Por tanto, la radiación que incide sobre una superficie horizontal está compuesta por radiación directa, relacionada con la irradiancia sobre la superficie, por radiación difusa, que llega a la superficie procedente de todo el firmamento y no de una parte específica del mismo, y por radiación reflejada en determinadas superficies del suelo y el entorno próximo (Figura 10.12). En invierno el cielo está cubierto y la componente difusa es mayor que la directa.

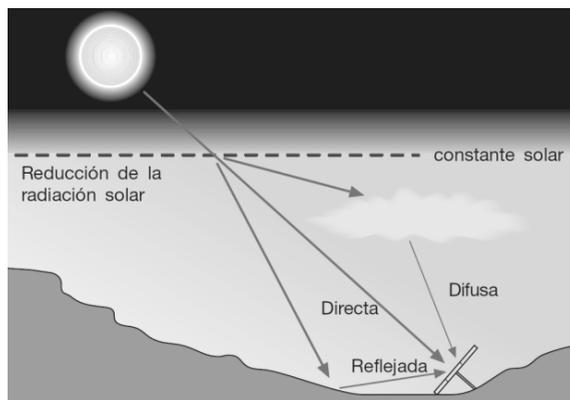


Fig. 10.12. Componentes de la radiación solar.

Es importante destacar que Argentina cuenta con un recurso solar clasificado como uno de los mejores del mundo para el aprovechamiento de esta tecnología. En la Figura 10.13 se puede observar la irradiación solar media anual por unidad de superficie a lo largo del territorio argentino para un mes de invierno y otro de verano:

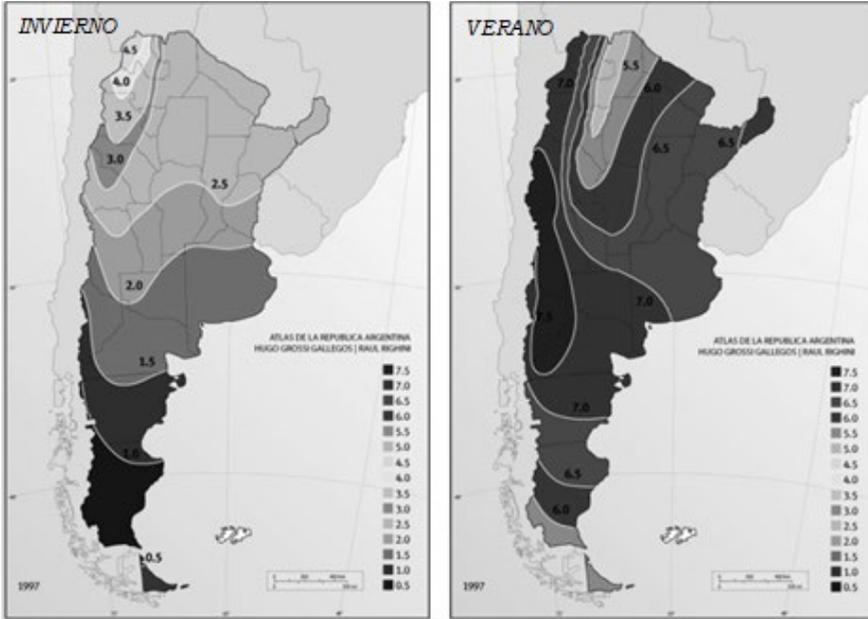


Fig. 10.13. Irradiación solar media expresada en kWh/m²¹⁰⁴

10.4. Instalación

10.4.1 Ubicación

Por lo que a la instalación de paneles se refiere, es importante tener en cuenta la posición en que éstos se van a situar, considerando que el sol varía su posición a lo largo de todo el año, variando, de esta forma, la cantidad de radiación solar puesta a disposición de los paneles.

Hay dos variables que inciden directamente sobre la radiación solar que llega a un panel fotovoltaico: la orientación y la inclinación. La inclinación (β), se define como el ángulo que forma la superficie de los paneles con el plano horizontal. Su valor es 0° para paneles colocados horizontalmente y 90° para verticales (Ver Figura 10.14). La orientación o azimut (γ) es el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del panel y el meridiano del lugar. Valores típicos son 0° para captadores orientados al Norte, $+90^\circ$ para captadores orientados al Este y -90° para paneles orientados al Oeste.

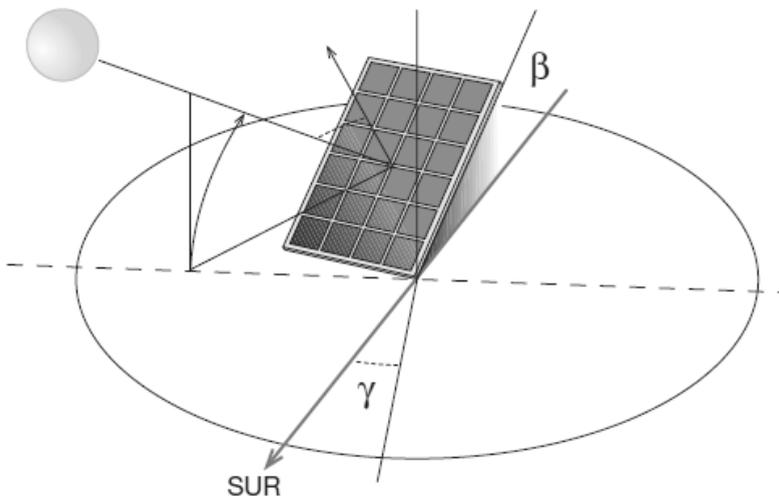


Fig. 10.14. Posicionamiento.

Dependiendo de los valores de inclinación y orientación, el panel brindará mayor o menor cantidad de energía a lo largo del año. Para sistemas ubicados en el hemisferio sur, la dirección Norte es la orientación óptima.

10.4.2 Pérdidas anuales por orientación e inclinación fijas

Las pérdidas anuales pueden estimarse a partir del disco de irradiación solar. El disco en cuestión para la ciudad de Buenos Aires se muestra en la Figura 10.15.

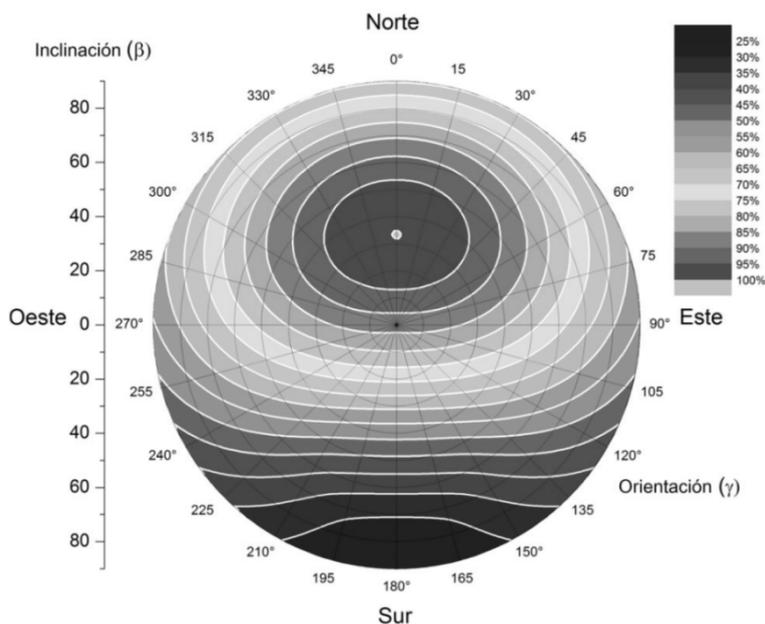


Fig. 10.15. Disco de irradiación solar para la ciudad de Buenos Aires¹⁰⁵.

El disco de irradiación solar muestra el porcentaje de energía anual que se pierde, a medida que varía la inclinación y orientación del panel con respecto al máximo anual, dado por el punto central de la imagen. El eje horizontal representa la inclinación, y el circular, la orientación del panel. De esta manera, el máximo de energía anual que puede recibir un panel se da para una inclinación de 23° y una orientación de 0° (Norte). Adicionalmente, el círculo más oscuro alrededor del punto central, marcado en la escala como "100%", indica que existe un rango de inclinaciones y orientaciones que dan prácticamente el mismo resultado que el punto central. Por ejemplo, utilizando la misma inclinación, pero con acimut de 30° .

10.4.3 Sistemas de seguimiento

Con el fin de mejorar los rendimientos del sistema de captación, se disponen sistemas de seguimiento solar. Mediante estos sistemas de

105

https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/manual_de_generacion_distribuida_solar_fotovoltaica_nb2.pdf

seguimiento, se consigue aumentar la cantidad de energía solar que se pone a disposición de los paneles.

El seguimiento puede ser en un eje o en los dos ejes. Si se realiza sobre un solo eje, lo más usual es hacer un seguimiento en las direcciones Norte-Sur, aunque también se realiza en las posiciones Este-Oeste.

Si el seguimiento se realiza en los dos ejes, el panel se puede orientar conectando el motor (traker) a un ordenador, en el que se encuentran registrados los ángulos de cada momento del año. Otro sistema de orientación se realiza mediante sensores, pero hay que tener también el sistema monitorizado con un ordenador ya que, si se produce un oscurecimiento del sensor, puede desestabilizarse el sistema.

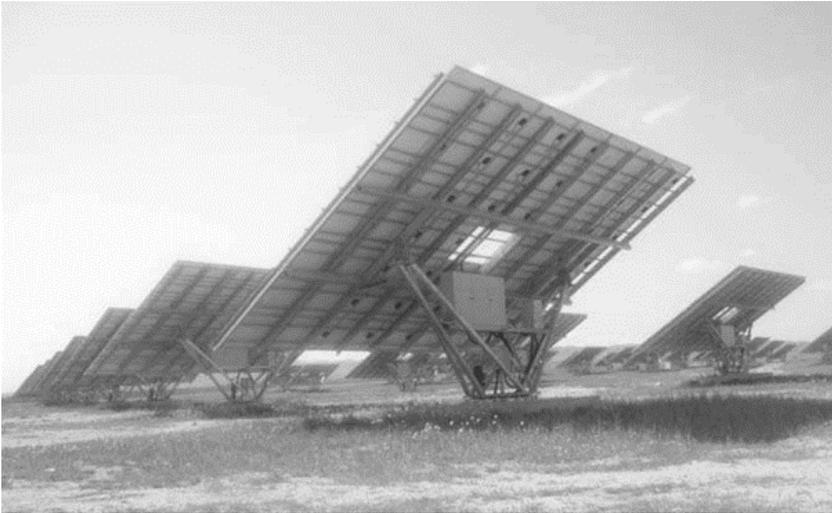


Fig. 10.16. Seguimiento solar de dos ejes¹⁰⁶.

10.5. Instalación de parques fotovoltaicos¹⁰⁷

En plantas de tamaño medio, cada cadena puede conectarse a su propio inversor y así funcionar conforme a su propio punto de potencia

¹⁰⁶ <https://mecasolar.com/energia-solar/>

¹⁰⁷

https://library.e.abb.com/public/e703d99268365a43c125791f002ce826/1TXA007109G070_1_CT10.pdf

máxima. Con esta disposición, el diodo de bloqueo, que evita que la dirección de la fuente se invierta, viene incluido normalmente en el inversor, que realiza directamente el diagnóstico de la producción proporcionando además la protección contra sobrecargas y sobretensiones de origen atmosférico en el lado CC.

Además, disponer de un inversor en cada cadena limita los problemas de acoplamiento entre módulos e inversores y la reducción de rendimientos como consecuencia del sombreado o la exposición no uniforme. Por otra parte, es posible utilizar módulos con características diferentes en distintas cadenas para aumentar la eficiencia y fiabilidad de toda la planta.

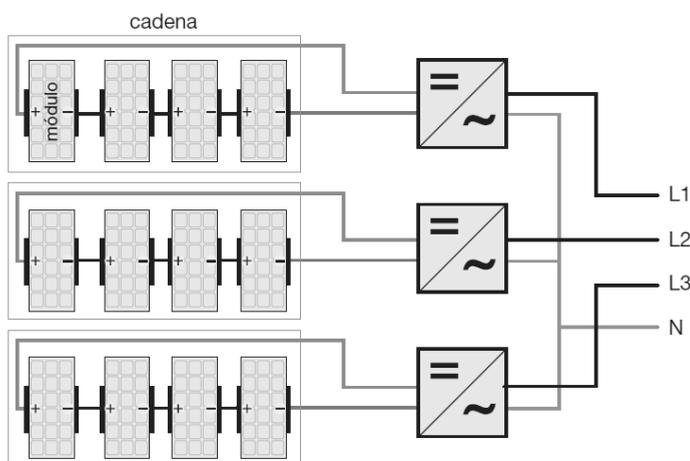


Fig. 10.17. Esquema de un inversor por cadena.

En parques fotovoltaicos de gran tamaño, generalmente se divide el campo FV en dos o más partes (subcampos), cada uno de ellos provisto de un inversor propio al que se conectan las distintas cadenas en paralelo. Comparada con la disposición antes descrita, esta hace un uso de un número menor de inversores, con la consiguiente reducción de los costes de inversión y mantenimiento. Sin embargo, se mantiene la ventaja de la reducción de los problemas causados por el sombreado y la exposición desigual de las cadenas, así como los debidos al uso de módulos diferentes, siempre que las cadenas de los subcampos con módulos idénticos y con la misma exposición se conecten al mismo inversor. Además, el fallo de un inversor no implica la pérdida de

producción de toda la planta (como era el caso de la planta con un solo inversor), sino únicamente del subcampo afectado. Se recomienda que cada cadena se desconecte por separado para que se puedan efectuar las operaciones de mantenimiento y verificación sin dejar fuera de servicio todo el generador FV.

Al instalar cuadros de distribución para la conexión en paralelo en el lado CC, es necesario asegurarse de insertar en cada cadena un dispositivo para la protección contra sobrecargas y corrientes inversas que impida la alimentación de cadenas bajo sombra o defectuosas por parte de las conectadas en paralelo. Se puede obtener protección contra sobrecargas mediante un interruptor automático magnetotérmico o un fusible, mientras que la protección contra corriente inversa se obtiene utilizando diodos de bloqueo. Con esta configuración, el diagnóstico de la planta se asigna a un sistema de supervisión que comprueba la producción de las distintas cadenas.

10.6. Requisitos técnicos de operación

La generación fotovoltaica a gran escala ha tenido un gran desarrollo en numerosos países en la última década. Los desafíos técnicos de esta generación renovable intermitente sobre la planificación y operación del Sistema de Potencia han sido tratados abundantemente en Congresos y Conferencias Internacionales.

Los requisitos técnicos para los parques fotovoltaicos que operan en el SADI que se detallaran a continuación se basan en el conocimiento de estas experiencias, luego del análisis de códigos de red de países con experiencia en la operación de generación fotovoltaica a gran escala. A continuación, se resumen requisitos técnicos para parques fotovoltaicos mayores a 1 MW a conectarse al SADI.

10.6.1 Diagrama de capacidad P-Q.

El PFV debe poder intercambiar (entregar o absorber), según las continuas necesidades de la operación, toda su capacidad de potencia

reactiva con la red sin limitaciones debidas a altas o bajas tensiones en sus instalaciones.

El PFV debe tener la capacidad de modificar la potencia reactiva intercambiada en su punto de conexión con la red en una banda de $\pm 0.33 P_n$ para todo su rango de potencia como se muestra en la Figura 10.18.

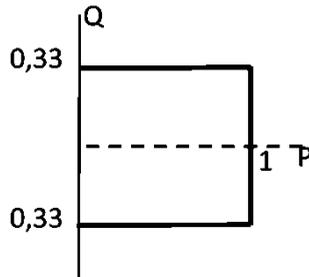


Fig. 10.18. Diagrama P-Q.

A potencia activa plena ($P = 1$ pu) el PFV debe poder variar su factor de potencia en el rango de ± 0.95 .

Los transformadores de vinculación del PFV con la red deben disponer de:

- Tensiones nominales que no restrinjan la normal operación de la red.
- Regulación de tensión bajo carga en un rango de $\pm 10\%$.

10.6.2 Control de tensión/potencia reactiva

El PFV debe disponer de los sistemas de comunicaciones y dispositivos auxiliares para controlar automáticamente y de manera continua la tensión en el punto de conexión del parque a la red, o en un punto intermedio del transformador AT/MT.

Durante horas diurnas el control de tensión debe:

- Mantener la tensión en el nivel exigido.
- Limitar las fluctuaciones de tensión y asegurar la calidad de la regulación de tensión.
- Evitar sobretensiones excesivas.

- Permitir una coordinación con los dispositivos de control de potencia reactiva y tensión de la red de distribución (bancos de capacitores shunt y variación automática de topes de transformadores).

En horas nocturnas, en caso de ausencia de generación firme económica en el área (o corredor de conexión del PFV), a pedido del operador de la red, el PFV deberá poder controlar la tensión en su punto de conexión para asegurar el abastecimiento de la demanda y/o garantizar niveles mínimos de tensión.

10.6.3 Respuesta del control conjunto de tensión (CCT)

El CCT debe poder asegurar un eficaz control de tensión en el nodo de conexión del PFV o en un punto intermedio del transformador elevador. Los tiempos de respuesta (tiempo de crecimiento y tiempo de establecimiento), deberán ser los mínimos posibles sin afectar el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas del SADI.

El control conjunto de tensiones debe presentar un buen desempeño dinámico frente a perturbaciones en la red y luego de la DAG (Desconexión Automática de Generación) parcial del PFV.

El tiempo de respuesta del CCT, medido (en los ensayos de puesta en marcha del parque) sobre la potencia reactiva de intercambio con la red, debe ser menor o igual al que se considere en los estudios de acceso al SADI del PFV (Etapa 2 del Procedimiento Técnico N°1) para confirmar que el parque no afectará de manera adversa a la calidad de servicio y/o capacidad de transporte preexistentes.

10.6.4 Automatismos

El PFV deberá disponer del equipamiento necesario para integrarse a los esquemas de DAG y automatismos del SADI conforme a los resultados de los estudios eléctricos del Procedimiento Técnico N°1, asociados al acceso del PFV al SADI.

10.6.5 Sistemas de comunicaciones

El PFV debe contar con sistemas de comunicaciones y dispositivos auxiliares para:

- Realizar un control manual o automático de la potencia activa total del parque, para reducir la misma en forma de rampa a solicitud del operador de la red.
- Participar de los automatismos DAG y RAG de acuerdo a la lógica de funcionamiento y detalle que se defina en los estudios de Etapa 2 del Procedimiento Técnico N°1.

10.6.6 Tolerancia a desvíos de la tensión de la red

El PFV debe permanecer en servicio durante fallas en la red muy próximas, despejadas en primera zona por las protecciones de líneas. El PFV debe soportar "huecos transitorios de tensión en la red" dentro de la zona sombreada de la Figura 10.18, donde T_{FALLA} :

- Si el nodo de alta tensión de conexión del PFV es de 500kV = 120 ms.
- Si el nodo de alta tensión de conexión del PFV es de 132 kV = 150 ms.
- Si el nodo de alta tensión de conexión del PFV es de 33 kV = 300 ms.

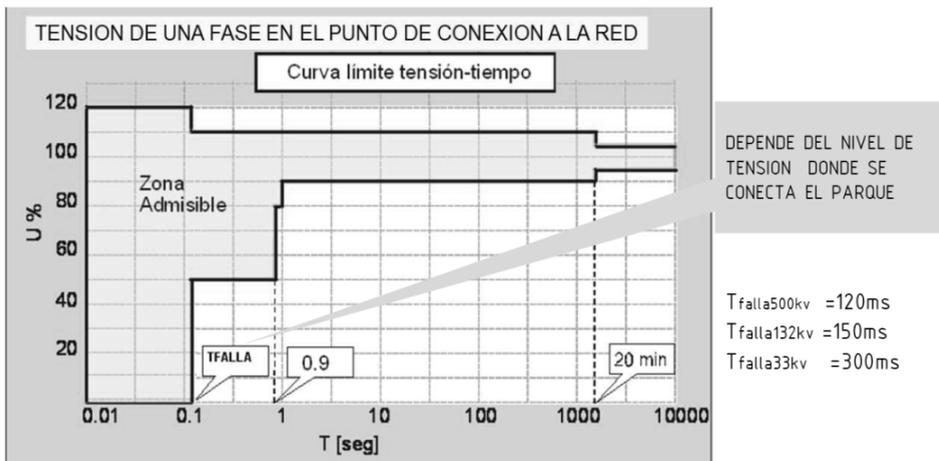


Fig. 10.19. Desvío de tensión vs tiempo.

El PFV debe permanecer en servicio durante fallas en menores niveles de tensión. Con este objetivo el PFV debe soportar una tensión de hasta el 50% durante un tiempo mínimo de 900 ms.

Todos los generadores del SADI deben permanecer en servicio durante "huecos de tensiones transitorios" entre un 70% y un 80% durante un tiempo mínimo de 1 segundo.

Todos los generadores del SADI deben permanecer en servicio durante emergencias operativas, tolerando excursiones de tensión de hasta 20 minutos de duración de:

- (+ 10 % / -7 %) en la red de 500kV.
- (+ 15 % / -10 %) en nodos de 220 kV y 132 kV.

Todos los generadores del SADI deben permanecer en servicio por tiempo indefinido, tolerando excursiones de tensión de:

- (+ 5 % / -5 %) en la red de 500kV.
- (+ 10 % / -10 %) en nodos de 220 kV y 132 kV.

10.6.7 Tolerancia a fallas asimétricas

El PFV debe funcionar adecuadamente cuando la componente de secuencia inversa de la tensión de fase en su punto de conexión a la red permanezca por debajo del uno por ciento (1%) de la tensión nominal.

El PFV debe soportar, sin salir de servicio, la circulación de la corriente de secuencia inversa correspondiente a una falla asimétrica cercana, durante el tiempo que transcurre desde el origen de la falla hasta la operación de la última protección de respaldo.

10.6.8 Aporte del PFV a la corriente de falla en la red

Requerimiento condicional, según los resultados de los estudios (Procedimiento Técnico N°1) de acceso del PFV al SADI:

- Si el PFV, operando a plena potencia, no reduce el MÁRGEN de ESTABILIDAD ANGULAR de los generadores sincrónicos vinculados a la zona o corredor donde se conecta, el PFV podrá bloquear (anular) totalmente la inyección de corriente activa y reactiva durante el tiempo de duración de la falla (tiempo de despeje de la falla).
- Si el PFV, operando a plena potencia, reduce el MARGEN de ESTABILIDAD ANGULAR de los generadores sincrónicos

vinculados a la zona o corredor donde se conecta, el PFV deberá realizar una rápida inyección de corriente reactiva durante la falla o prever las contramedidas necesarias para preservar el margen de estabilidad angular preexistente.

- De ser requerido por el Transportista para el funcionamiento adecuado de sus protecciones, el PFV deberá inyectar corriente reactiva durante la falla.
- El PFV deberá poder programar rampas de rápida restitución de corriente activa y reactiva luego del despeje de la falla, conforme a lo supuesto en los estudios (Procedimiento Técnico N°1) de acceso del PFV.

10.6.9 Tolerancia del PFV a desvíos de la frecuencia

Si los desvíos de la frecuencia, tanto en amplitud como en duración, en la red a la cual permanece vinculado el PFV se encuentran dentro de la zona delimitada por la curva límite Frecuencia-Tiempo, el PFV debe permanecer en servicio.

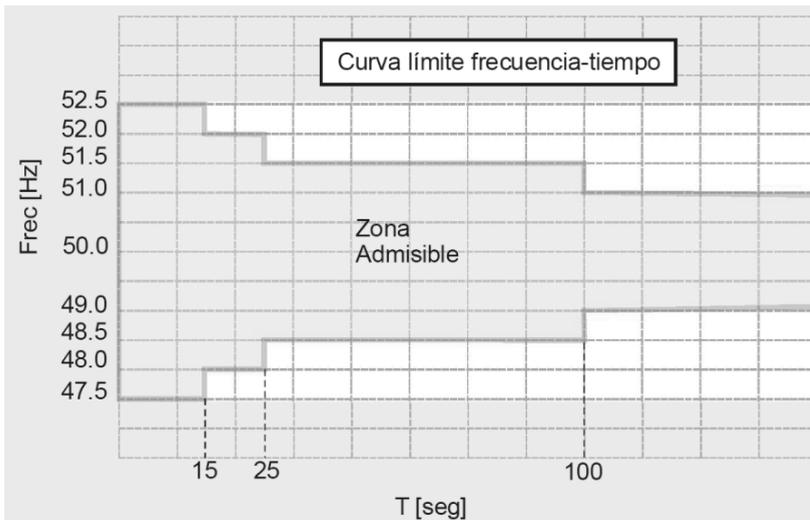


Fig. 10.20. Desvío de frecuencia vs. tiempo.

En PFV ubicados en áreas del SADI que en horas diurnas resulten exportadoras, se podrá aceptar su desconexión a 51,5 Hz siempre y cuando la totalidad de los PFV del SADI que se desconectan a esta frecuencia no provoque la desconexión de cargas por subfrecuencia.

10.6.10 Centro de control

El PFV debe contar con un Centro de Control de Operaciones del Generador (COG) desde el cual pueda recibir y ejecutar instrucciones provenientes del Centro de Operaciones de CAMMESA (COC), del Transportista en Extra Alta Tensión (COT) y/o del Transportista por Distribución Troncal o Distribuidor que preste la Función Técnica de Transporte (COTDT) para realizar maniobras (gestión de rampas, reducción rápida de potencia, desconexión parcial o total de la generación, etc.). Este COG puede ser remoto en función de la potencia y sitio de instalación del PFV.

10.6.11 Calidad de servicio

El uso de dispositivos electrónicos de los inversores DC/AC de los PFV puede introducir armónicos de alta frecuencia en la onda de tensión. El PFV debe cumplir, en su punto de conexión a la red, con la normativa vigente en cuanto a niveles máximos de inyección de corrientes armónicas y flicker (Resolución del ENRE N° 99/1997) y verificar que la onda de tensión en el punto de conexión cumpla con lo establecido en la Resolución ENRE N° 184/2000.

10.6.12 Sistema de medición y monitoreo

El PFV debe instalar en su punto de conexión a la red el equipamiento para:

- Medir en forma continua variaciones y perturbaciones de la tensión (nivel de tensión, huecos de tensión, armónicas, desbalances, etc.) y disponer de una estación de trabajo con el hardware y software necesarios para recolectar, almacenar, procesar estadísticamente y visualizar las mediciones realizadas, entre otras funciones, con la posibilidad de que el COT y COTDT puedan acceder a dichas mediciones en forma remota para un posterior análisis y que puedan conducir a posibles adecuaciones necesarias en el PFV.
- Obtener automáticamente registros de potencia activa, potencia reactiva, frecuencia, corriente y tensión para análisis estadísticos de la potencia generada horaria y también dentro de cortos períodos de tiempos del orden del minuto, incluyendo las

condiciones atmosféricas (irradiancia, temperatura, presión, y humedad).

- Prever, desde el inicio de operación del PFV, la elaboración, para su envío al Organismo Encargado del Despacho de generación, de pronósticos de producción de energía adecuados a los requerimientos del despacho en tiempo real y de la programación de la operación del Sistema Eléctrico en sus distintas etapas.

10.6.13 Máximos desvíos de tensión admitidos

Cada PFV que se incorpore al SADI deberá disponer de suficientes reservas de potencia reactiva y controles automáticos de la tensión tales que, ante la mayor variación frecuente de generación renovable de la zona y/o del corredor al cual se conecta sea factible mantener acotados los desvíos de tensión en los nodos del SADI en las magnitudes indicadas en la Tabla 10.1.

Tabla 10.1. Máximos desvíos de tensión

| MÁXIMOS DESVÍOS DE TENSIÓN ADMITIDOS |
|-----------------------------------------|
| < 1% en nodos MAT (345 - 500 kV) |
| < 2% en nodos AT (330 - 66 kV) |
| < 3% en nodos MT (≤ 33 kV) |

Como parte del estudio de acceso al SADI del PFV, el agente Generador debe evaluar el impacto de "la mayor variación de generación frecuente" renovable intermitente de toda la ZONA vinculada eléctricamente al nodo de conexión en el escenario más desfavorable (Menor potencia de cortocircuito).

De no cumplirse con la calidad de servicio requerida, el PFV deberá optar, entre otras contramedidas, por:

- Aumentar su capacidad de inyección o absorción de potencia reactiva.
- Reducir su potencia instalada hasta acotar los desvíos máximos frecuentes de tensión admitidos.

- Incorporar elementos de control de tensión automáticos adicionales en el punto de conexión del PFV, u otro nodo clave del SADI, con suficiente capacidad de potencia reactiva.
- Dependiendo del resultado de los Estudios eléctricos del PT N°1 asociado al ingreso del PFV, puede ser necesaria la instalación de un equipo de compensación dinámica de potencia reactiva en nodos claves del SADI como: capacitores serie, SVC y/o reactores shunt, entre otros.

10.7. Características técnicas

La generación basada en fuentes renovables intermitentes (GRI), como la eólica y la fotovoltaica, por su naturaleza variable impone nuevos desafíos técnicos, tanto para el diseño de la expansión de la red como para la programación del despacho de generación y la operación en tiempo real.

Si bien el aprovechamiento del recurso solar mediante la generación fotovoltaica brinda el beneficio de la generación aislada y la autogeneración residencial, el aprovechamiento a gran escala presenta dificultades similares a las de la generación eólica, esto es, el recurso se encuentra muy alejado de los centros de demanda y la capacidad de transmisión es limitada.

A medida que aumenta la participación de fuentes de GRI en un sistema eléctrico, las operaciones del sistema eléctrico aumentan en complejidad. Más específicamente, la integración gradual de ERV introduce niveles adicionales de variabilidad e incertidumbre en la llamada carga neta. La carga neta es la demanda de electricidad menos la GRI. La carga neta debe equilibrarse con el grupo restante de generadores despachables, como los generadores térmicos y las unidades hidroeléctricas, así como las unidades de almacenamiento (Figura 10.20).

Transformar el sistema eléctrico hacia uno dominado por la energía renovable conlleva algunos desafíos, ya que las altas participaciones de energías renovables variables aumentan los requisitos

de flexibilidad del sistema, es decir, la capacidad de equilibrar y responder a los cambios en la oferta y la demanda. Si bien todos los sistemas de energía tienen algún nivel inherente de flexibilidad, será necesario, para gestionar eficazmente la energía renovable variable a gran escala, explotar y planificar con anticipación nuevas fuentes de flexibilidad. Debido a que puede llevar varios años diseñar y construir nuevos generadores y líneas de transmisión, el proceso de planificación es la primera actividad crítica para garantizar que el sistema eléctrico del futuro posea suficiente flexibilidad para adaptarse al crecimiento de la generación renovable variable.

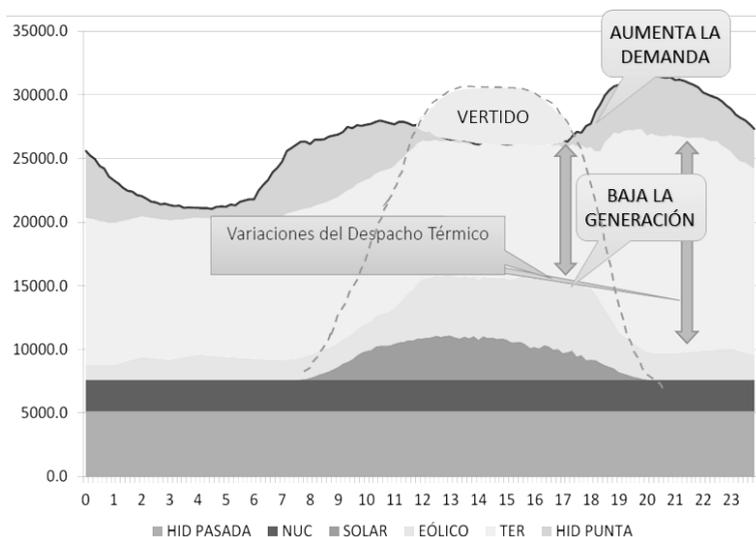


Fig. 10.21. Ejemplo de despacho con alta penetración de GRI

10.8. Impacto ambiental, social y económico

Afectación de la calidad del suelo y su uso¹⁰⁸

Este tipo de proyectos tienen una alta ocupación de superficie, en los sitios donde se implantan. En ese sentido, la afectación del uso del suelo resulta relevante.

¹⁰⁸ <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/desarrollo-sostenible/evaluacion-ambiental/guias-de-evaluacion-ambiental/energias-renovables>

Los paneles fotovoltaicos pueden cambiar significativamente el clima local al nivel del suelo en magnitudes que podrían afectar los procesos fundamentales suelo-vegetación que gobiernan las dinámicas del ciclo de carbono.

La instalación de paneles fotovoltaicos en campos o terrenos puede afectar el albedo superficial, generando sombras e interceptando la precipitación y la deposición atmosférica, como así también influenciar en la velocidad del viento y turbulencia a nivel superficial.

La aplicación de un sistema fotovoltaico en tierras cultivables elimina completamente esta capacidad; y difícilmente puedan generarse medidas de mitigación efectivas. En ese sentido, desde el diseño del proyecto debe tenerse en cuenta la productividad actual o potencial del suelo que se reemplaza por el nuevo uso.

Impactos en la biodiversidad¹⁰⁹

La demanda extensiva de superficie para la disposición de los paneles solares, el efecto barrera, y la alteración del ecosistema del suelo, afecta la biodiversidad por pérdida de hábitat y disturbio en áreas críticas. Por tal motivo, los estudios de línea de base de proyectos de energía solar, deben prestar especial atención a la superficie afectada en términos de hábitat.

Los principales impactos sobre la biodiversidad están asociados al "campo solar" instalado y la perturbación que puede producir a las aves en vuelo por cegamiento y en los insectos acuáticos por generar el efecto "falso lago", lo cual impacta en la oviposición y sitios de alimentación.

Uso de agua

Si bien el consumo de agua en las centrales solares es menor que para otros proyectos de generación energética es importante considerar el consumo de agua en mantenimiento. Las centrales solares utilizan agua para el lavado de las superficies de los campos solares, lo cual podría afectar la disponibilidad de agua, especialmente en zonas de mayor

¹⁰⁹ <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/desarrollo-sostenible/evaluacion-ambiental/guias-de-evaluacion-ambiental/energias-renovables>

heliofanía (donde los proyectos de aprovechamiento de energía solar tienen mayor potencialidad) y con escasa reserva hídrica, por lo que un uso inadecuado de dicho recurso podría tener impactos significativos sobre el ambiente.

Debe estudiarse la disponibilidad del recurso hídrico y los usos del mismo, en particular los usos consuntivos de la población; y evaluar su afectación por los requerimientos de agua del proyecto (mantenimiento y limpieza de paneles).

Análisis de ciclo de vida¹¹⁰

Aproximadamente la mitad de las emisiones de gases de efecto invernadero se pueden atribuir a la fabricación de silicio (desde la producción primaria hasta el refinado), mientras que el resto de las emisiones se divide entre el resto del módulo, la preparación del sitio y el equipo eléctrico (inversores). No se tiene en cuenta el mantenimiento en ningún sistema, suponiendo que no sea necesaria la limpieza, lo que puede ser un poco optimista según la región de operación. La eutrofización, el agua disipada y la radiación ionizante muestran el mismo patrón ya que también están vinculados al uso de energía para la fabricación. Sin embargo, el uso del suelo se debe principalmente a la ocupación directa por la propia instalación fotovoltaica (60% para los paneles montados en el suelo), mientras que el resto está relacionado con el uso de energía y el embalaje (en cartón) de los distintos elementos del módulo. En cuanto a la escasez de minerales y metales, el uso de pequeñas cantidades de plata en las celdas de silicio, así como el cobre contenido en los inversores, son responsables de la mayor parte del impacto.

Impacto social y económico

La energía solar fotovoltaica es uno de los sectores más intensivos en empleo de todas las tecnologías de energía renovable y de combustibles fósiles. La mayoría de los trabajos de energía solar fotovoltaica en todo el mundo implican la construcción de plantas y la instalación de paneles en techos residenciales y comerciales, lo que

¹¹⁰ <https://unece.org/sites/default/files/2021-10/LCA-2.pdf>

genera más empleo que el asociado con su fabricación. Sin embargo, los trabajos locales "aguas abajo" que involucran principalmente a electricistas, ingenieros y profesionales de ventas dependen en gran medida de la demanda local que puede fluctuar anualmente debido a la política y situación económica de cada región.

En cambio, la cadena de suministro de la energía solar fotovoltaica está muy concentrada. La mayor parte de la fabricación mundial de componentes tiene lugar en China, con el apoyo de importantes incentivos gubernamentales y una amplia actividad de investigación y desarrollo (I+D). Esta concentración hace que la cadena de suministro sea potencialmente vulnerable a eventos particulares que pueden afectar su despliegue, ya sean las decisiones de políticas individuales de un país, un desastre natural, una guerra, una pandemia, fallas técnicas o decisiones propias de cada empresa.

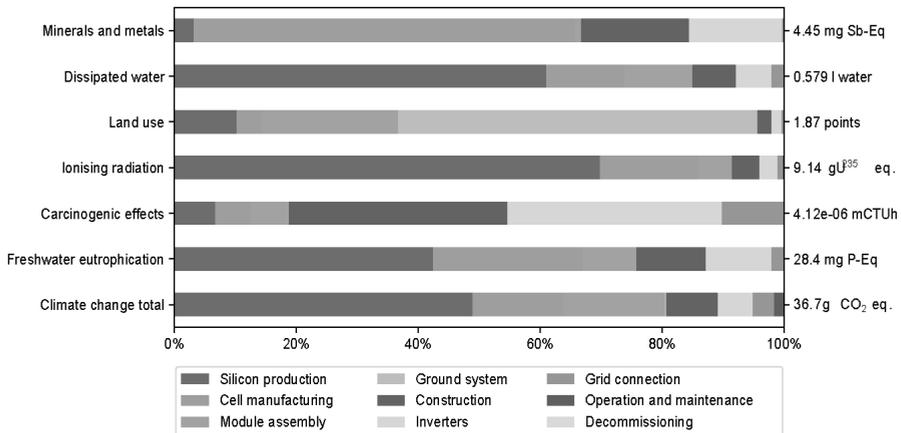


Fig. 10.22. Impactos del ciclo de vida de 1 kWh de producción de energía fotovoltaica, montada en tierra, Europa, 2020. ¹¹¹

Gestión de fin de vida

El creciente desperdicio de paneles fotovoltaicos presenta un nuevo desafío ambiental, pero también oportunidades sin precedentes para crear valor y buscar nuevas vías económicas. Estos incluyen la recuperación de materia prima y el surgimiento de nuevas industrias de

¹¹¹ <https://unece.org/sites/default/files/2021-10/LCA-2.pdf>

energía solar fotovoltaica al final de su vida útil. Sectores como el reciclaje fotovoltaico serán esenciales en la transición del mundo hacia un futuro energético sostenible, económicamente viable y cada vez más basado en energías renovables. Para desbloquear los beneficios de tales industrias, se debe sentar la base institucional a tiempo para cumplir con el aumento esperado en los desechos de paneles.

10.9. Resumen

La generación fotovoltaica presenta virtudes y defectos muy similares a los de la generación eólica. Poder construir parques fotovoltaicos en tiempos muchos menores comparados con los que demanda una central convencional, bajos costos de inversión relativos y beneficios medioambientales, son algunas de sus características más sobresalientes.

Si bien se pueden obtener pronósticos solares muy precisos, la generación fotovoltaica es también considerada un recurso renovable intermitente y obliga, por lo tanto, a incrementar las reservas de regulación del sistema. El hecho de disminuir su generación en las horas de incremento de demanda nocturna obliga a aumentar los niveles de flexibilidad del sistema, esto es, generación convencional de rápido despacho y almacenamiento.

De la misma manera que se sucede con el viento en la República Argentina, las zonas que presentan mejores características para el emplazamiento de parques fotovoltaicos, se encuentran alejados, y en muchos casos aislados, de la red eléctrica de transporte.

Los paneles fotovoltaicos se comportan como fuentes de corriente, con lo cual, no aportan inercia al sistema eléctrico. Para poder operar en la red, se les exige la utilización de complejos sistemas electrónicos que afectan significativamente la calidad de energía.

Gracias a su carácter modular y distribuido, la tecnología solar fotovoltaica (FV) se está adaptando a una amplia gama de aplicaciones en redes aisladas y a las condiciones particulares que exige cada organismo

de despacho y regulación eléctrica de cada país. En la última década (2008–2018), la capacidad instalada de energía solar FV aislada a escala global se ha multiplicado por más de 10, desde unos 0.25 GW en 2008 hasta prácticamente 3 GW en 2018. La energía solar FV aislada es una tecnología clave para lograr el pleno acceso a la energía y para el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

Globalmente, el costo total de los proyectos solares FV se sitúa por debajo de los costos marginales de las plantas de generación con combustibles fósiles y seguiría bajando drásticamente en las tres próximas décadas. El costo nivelado de la electricidad (LCOE) de la energía solar FV ya resulta competitivo si se compara con todas las fuentes de generación de combustibles fósiles y está previsto que siga bajando a medida que los costos de instalación y el rendimiento sigan mejorando.

Bibliografía

- ABB. (2011). *Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 10, Plantas fotovoltaicas*.
Obtenido de
https://library.e.abb.com/public/e703d99268365a43c125791f002ce826/1T_XA007109G0701_CT10.pdf
- CADER. (s.f.). *Cámara Argentina de Energía Renovables*. Obtenido de
<https://www.cader.org.ar/>
- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico. (2022). *CAMMESA*.
Obtenido de <https://cammesaweb.cammesa.com/>
- H. Grossi Gallegos. Raúl Righini. (2017). *ATLAS DE ENERGÍA SOLAR*.
- IRENA. (s.f.). *International Renewable Energy Agency*. Obtenido de
<https://www.irena.org/>
- Julio Durán. Elena Godfrin. CNEA. (2005). Aprovechamiento de la Energía Solar en el Mundo. *Boletín Energético N° 16, 12*.
- Molina, R. (2017). *REQUISITOS TÉCNICOS PARA CONEXIÓN DE PARQUES DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA AL SADI. XVII ERIAC. CIGRÉ*.
- Secretaría de energía. (2008). *Energías Renovables. Energía Solar*.
- SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN. (s.f.). Obtenido de
<https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/energia-electrica/renovables>
- Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética. (2019). *Manual de Generación Distribuida Solar Fotovoltaica*. Obtenido de
https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/manual_de_generacion_distribuida_solar_fotovoltaica_nb2.pdf

Capítulo 11

Biogeneración

El término biogeneración hace referencia a la producción de energía eléctrica a partir de bioenergías, que, a su vez, se refiere a la energía generada a partir de combustibles biomásicos. Es decir, que hablar de biogeneración es referirse a la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de biomasa.

Se considera biomasa a toda la materia orgánica de origen biológico, no fósil, incluyendo los materiales procedentes de su transformación natural o artificial. En términos generales se llama biomasa a la materia orgánica renovable de origen vegetal o animal o procedente de su transformación. Entran en esta categoría la materia orgánica derivada de plantas que no se hayan fosilizado, la leña, los residuos forestales, agropecuarios y la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos. Algunos efluentes y residuos industriales también se consideran como biomasa. Desde el punto de vista de su aprovechamiento se considera biomasa a aquellos productos que son susceptibles de ser utilizados de manera sostenible, es decir, por debajo de su tasa de renovación natural.

No resulta una novedad el uso de la biomasa con fines energéticos ya que ha sido el primer combustible empleado por el hombre y el principal hasta la revolución industrial. Se utilizaba para cocinar, para calentar el hogar, para hacer cerámica y, posteriormente, para producir metales y para alimentar las máquinas de vapor. Fueron precisamente estos nuevos usos, que progresivamente requerían mayor cantidad de energía en un espacio cada vez más reducido, los que promocionaron el uso del carbón como combustible sustitutivo, a mediados del siglo XVIII. Desde ese momento se empezaron a utilizar otras fuentes energéticas más intensivas (con un mayor poder calorífico), y el uso de la biomasa fue bajando hasta mínimos históricos que coincidieron con el uso masivo de los derivados del petróleo y con unos precios bajos de estos

productos, tal como sucedió con las otras fuentes de energías renovables ya vistas.

A pesar de ello, la biomasa aún continúa jugando un papel destacado como fuente energética en diferentes aplicaciones industriales y domésticas. Por otro lado, el carácter renovable y no contaminante que tiene y el papel que puede jugar en el momento de generar empleo y activar la economía de algunas zonas rurales, hacen que la biomasa sea considerada una clara opción de futuro.

11.1. Clasificación¹¹²

La biomasa puede clasificarse, de acuerdo con su origen y contenido de humedad, en cuatro categorías (Figura 11.1):

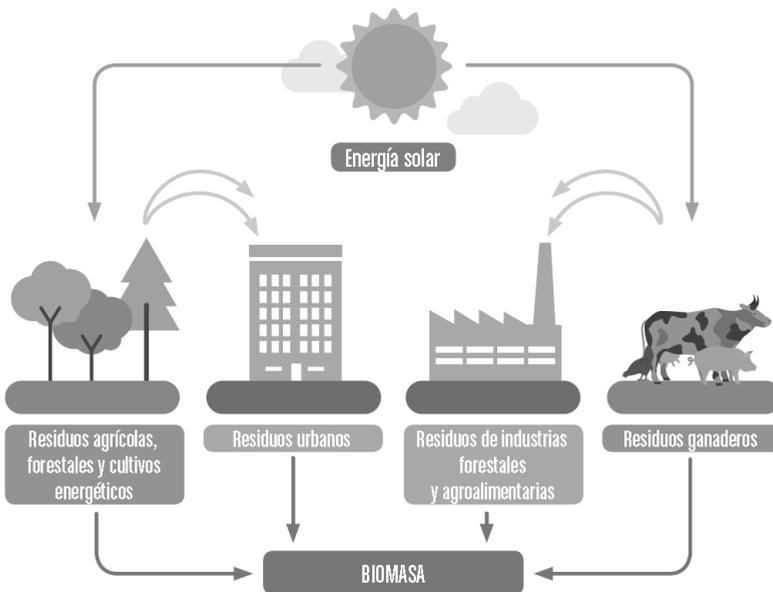


Fig. 11.1. Fuentes de biomasa.

¹¹² http://www.probiomasa.gov.ar/_pdf/20-Guia-impacto-ambiental-proyectos-bioenergeticos.pdf

- Biomasa natural: es la que se encuentra en la naturaleza sin ningún tipo de intervención humana. Los recursos generados por los desechos naturales de un bosque constituyen un ejemplo de este tipo de biomasa.
- Biomasa residual seca: incluye los subproductos de las actividades agrícolas y ganaderas, las forestales y de los procesos de las industrias agroalimentarias y de transformación de la madera. Algunos ejemplos de este tipo de biomasa son el estiércol, la paja, la madera de podas y raleos, el aserrín, los residuos sólidos urbanos secos.
- Biomasa residual húmeda: son los vertidos denominados biodegradables, como las aguas residuales urbanas e industriales, los residuos sólidos urbanos húmedos y los residuos ganaderos, principalmente, purines. En general, se considera esta categoría cuando el contenido de humedad supera el 60%.
- Cultivos energéticos: se realizan con la finalidad de producir biomasa para energía. Se encuentran en este grupo las plantaciones dedicadas a la producción de biocombustibles. Los cultivos energéticos pueden, a su vez, clasificarse en dos categorías:
 - De primera generación: corresponden a cultivos que, además de tener fines energéticos, son del tipo alimentario.
 - De segunda generación: no tienen fines alimentarios y corresponden a cultivos lignocelulósicos de especies leñosas y herbáceas, y cultivos de especies no comestibles.

11.2. Procesos de conversión¹¹³.

Los proyectos bioenergéticos son aquellos en los cuales se convierte la energía química contenida en la biomasa en otra forma energética deseable. En este capítulo se considerará la conversión en

¹¹³http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/publicaciones/libro_energia_biomasa.pdf

energía térmica y luego en energía eléctrica. En primer lugar, la conversión en energía térmica se alcanza mediante una reacción de combustión, pudiendo ser también a través de procesos termoquímicos o biológicos. A partir de ella, finalmente se entrega calor al medio, el cual es captado por distintos sistemas y llevado a la forma energética deseada.

En la reacción de combustión, el comburente es el aire ambiente, mientras que el combustible se origina en la biomasa y adopta la forma de biomasa sólida o biogás. En la biomasa sólida, se realiza una combustión directa y en el segundo, se realiza un acondicionamiento de la biomasa, mediante un proceso de fermentación para producir un biogás, el cual luego se combustiona.

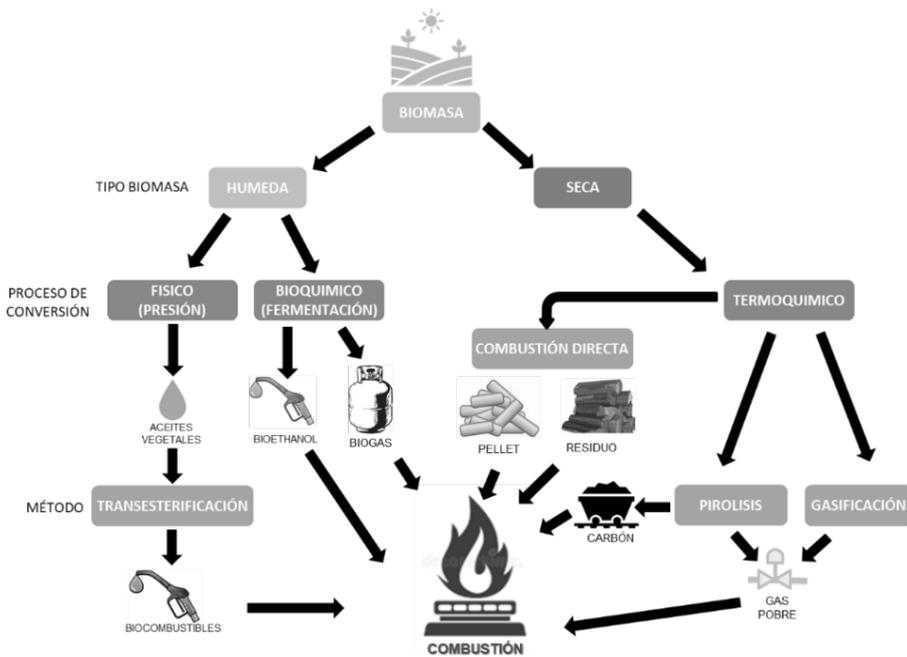


Fig. 11.2. Procesos de conversión de biomasa.

Los procesos **termoquímicos** comprenden básicamente la combustión, gasificación y pirolisis. La *combustión* es el más sencillo y más ampliamente utilizado, tanto en el pasado como en el presente. La *gasificación* es un proceso termoquímico que convierte la biomasa sólida en un gas combustible bajo condiciones de alta temperatura y en

presencia de un agente gasificante (aire, oxígeno, vapor de agua, etc.). Dependiendo del tipo de agente gasificante se obtienen diferentes calidades de gases. Si es aire se logra gas pobre y si es oxígeno se obtiene gas rico, con mayor poder calorífico. La *pirólisis* es un proceso similar a la gasificación por el cual se realiza una oxigenación parcial y controlada de la biomasa, para obtener como producto una combinación variable de combustibles sólidos (carbón vegetal), líquidos (efluentes piroleñosos) y gaseosos (gas pobre). Generalmente, el producto principal de la pirólisis es el carbón vegetal, considerándose a los líquidos y gases como subproductos del proceso.

Los procesos **bioquímicos** se basan en la degradación de la biomasa por la acción de microorganismos, y pueden dividirse en dos grandes grupos: los que se producen en ausencia de aire (anaeróbicos) y los que se producen en presencia de aire (aeróbicos). La fermentación anaeróbica, para la que se utiliza generalmente residuos animales o vegetales de baja relación carbono / nitrógeno, se realiza en un recipiente cerrado llamado "digestor" y da origen a la producción de un gas combustible denominado biogás. La fermentación aeróbica de biomasa de alto contenido de azúcares o almidones, da origen a la formación de alcohol (etanol), que, además de los usos ampliamente conocidos en medicina y licorería, es un combustible líquido de características similares a los que se obtienen por medio de la refinación del petróleo.

11.3. Producción de energía con biomasa sólida¹¹⁴

El proceso de conversión de biomasa sólida en bioenergía comienza con la obtención de la biomasa y su acondicionamiento. Una vez obtenida la biomasa, existen varias tecnologías que modifican las características de la biomasa, a fin de que se pueda aprovechar mejor el recurso, logrando homogeneidad en sus parámetros y un mejor manejo.

¹¹⁴ http://www.probiomasa.gob.ar/_pdf/20-Guia-impacto-ambiental-proyectos-bioenergeticos.pdf

Tabla 11.1. Fuentes de biomasa

| Biomasa Sólida | Origen de la biomasa |
|-------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | Residuos de la industria forestal (cortezas, aserrín, virutas, residuos de poda, raleo y corta final, etc.) |
| | Madera natural y usada |
| | Residuos agrícolas (paja, marlos de choclo, carozos de frutas, etc.) |
| | Residuos sólidos orgánicos |
| | Cultivos de segunda generación (plantaciones dedicadas) |

Los procesos de modificación, por lo general, son pretratamientos físicos e incluyen el chipeco, la trituración y molienda, el secado y la densificación.

En el caso de los residuos leñosos forestales de la tala, un primer acondicionamiento se puede ejecutar en campo, reduciendo el volumen con trituradoras o chipecadoras móviles, para luego trasladar el material a planta. Un procedimiento como este se aplica también a escala urbana, con las podas de árboles, recuperando la biomasa para usos posteriores. En estos casos se requiere transporte en camiones desde el lugar de recogida hasta planta. Ya en planta, la biomasa es almacenada en un depósito de alimentación, usualmente un lugar cerrado habilitado específicamente para esos fines. Seguidamente, se maneja la granulometría del combustible en función de la tecnología de conversión de energía que será utilizada, lo que corresponde a trozar/picar/astillar la biomasa sólida. Aquí se usan equipos fijos para obtener pequeños trozos de madera, a partir de un proceso de trituración mecánica.

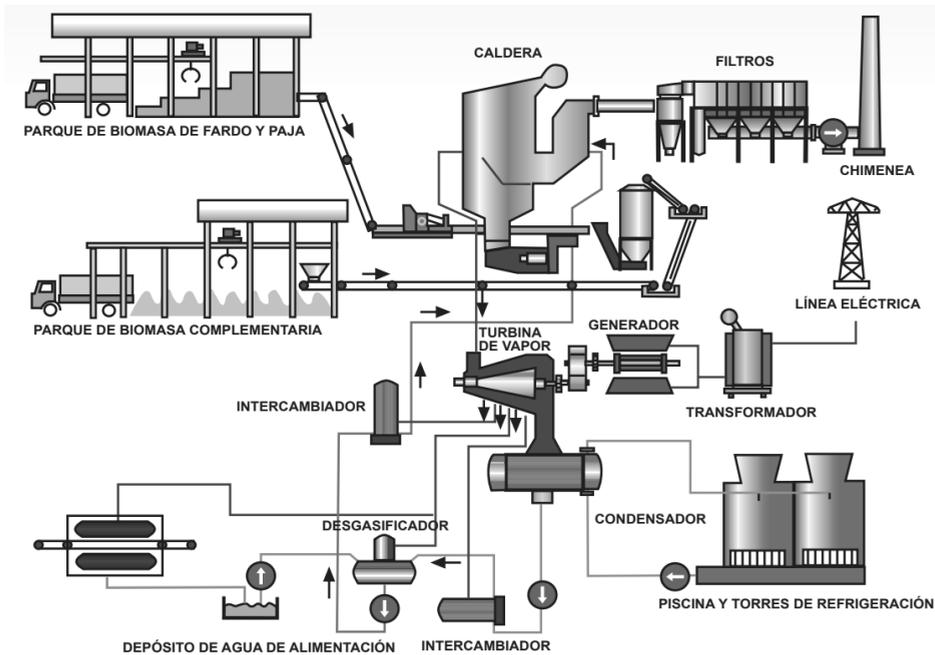


Fig. 11.3. Esquema simple de combustión de biomasa sólida para generación de energía eléctrica.¹¹⁵

Una vez acondicionado, el combustible de biomasa sólida se transporta en camiones tolva o a través de un sistema neumático o de cintas transportadoras a un silo de alimentación para el proceso final de conversión, que normalmente se realiza mediante otro de combustión controlada.

En aplicaciones para energía eléctrica, el vapor generado en la caldera mueve una turbina que acciona al generador eléctrico. Como todo ciclo térmico convencional, el vapor de agua que ha pasado por la turbina, ya a menor presión y temperatura, se lleva hasta un condensador, refrigerado por agua. Debido a ese descenso térmico, el vapor se convierte nuevamente en agua y se traslada en circuito cerrado hasta las paredes de la caldera, iniciándose nuevamente el proceso.

¹¹⁵ <https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/guiabiomasaeia.pdf>

11.4. Producción de energía con biogás¹¹⁶

Como se mencionó anteriormente, la biomasa también puede ser transformada a biogás. Este último se utiliza principalmente en motores de combustión interna y turbinas a gas para la generación de electricidad y calor.

En forma natural la biomasa húmeda se degrada por acción de bacterias y microorganismos. En condiciones de presencia de oxígeno este proceso entrega como productos finales dióxido de carbono (CO₂), agua, sulfato, nitrito, nitrato y sales de amonio. Si este proceso se lleva a cabo en condiciones anaerobias (ausencia de oxígeno) se obtiene como producto gas inflamable que se denomina biogás y un residuo húmedo de difícil degradación denominado lodo. Dependiendo de las características de la biomasa original, este gas puede tener una composición de entre 50 y 70% de metano (CH₄), por lo que posee un buen potencial energético, alcanzando alrededor de 5000 Kcal/m³. El poder calorífico del biogás depende directamente de la concentración de metano. A modo de referencia el poder calorífico de 1m³ de metano es 9,97 kWh. Considerando un contenido de metano del 60% se obtiene aproximadamente 6 kWh/m³ de biogás.

Como la composición de las materias primas es variada, el rendimiento de biogás por tonelada de materia prima también varía. En la Tabla 11.2 se presentan algunos ejemplos.

Tabla 11.2. Rendimiento de biogás de diferentes substratos.

| Tipo | Rendimiento [m ³ /ton] |
|-----------------------|-----------------------------------|
| Purines de vacuno | 25 |
| Purines de cerdo | 36 |
| Suero de leche | 55 |
| Desechos cerveceros | 75 |
| Desechos de poda | 110 |
| Desechos alimentarios | 220 |
| Aceites usados | 600 |

¹¹⁶ http://www.probiomasa.gob.ar/_pdf/20-Guia-impacto-ambiental-proyectos-bioenergeticos.pdf

Como se puede observar en la tabla anterior, en el biogás se encuentran cantidades variables de sulfuro de hidrógeno (H_2S). El H_2S al reaccionar con agua se convierte en ácido sulfúrico (H_2SO_4) el cual es altamente corrosivo y puede ocasionar graves daños en el motor.

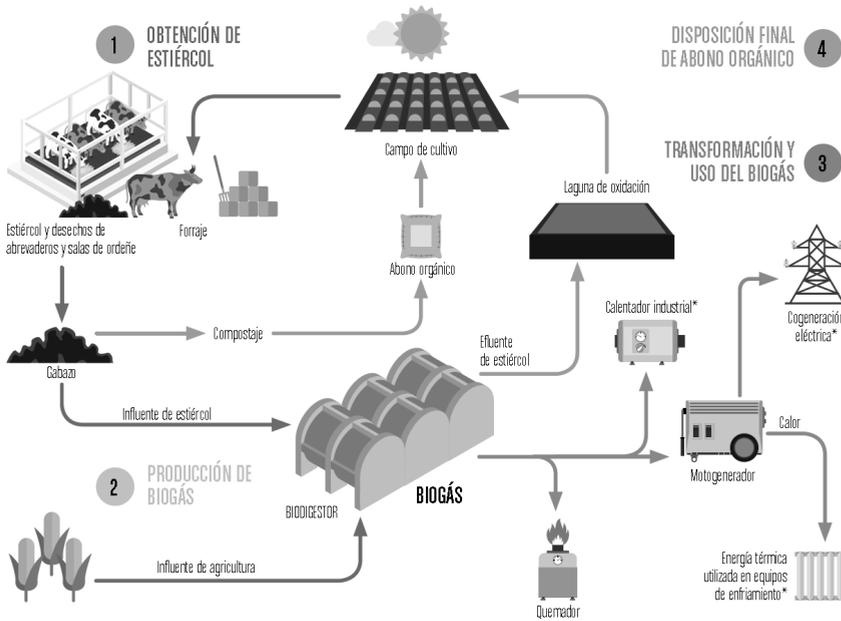


Fig. 11.4. Esquema de ciclo cerrado del carbono en un sistema de producción de biogás con biomasa de agricultura y residuos animales.

El componente principal de la planta es el biodigestor donde ocurre el proceso bioquímico de degradación de la materia orgánica, en condiciones controladas. Su forma es variable (cilíndrica, cúbica, rectangular) y puede estar construido en diferentes materiales (concreto resistente a la acidez, geomembranas de polietileno de alta densidad, tanques de acero inoxidable). Los digestores modernos tienen cubiertas, fijas o flotantes, para impedir el escape de olores, conservar la temperatura y recoger el gas producido.

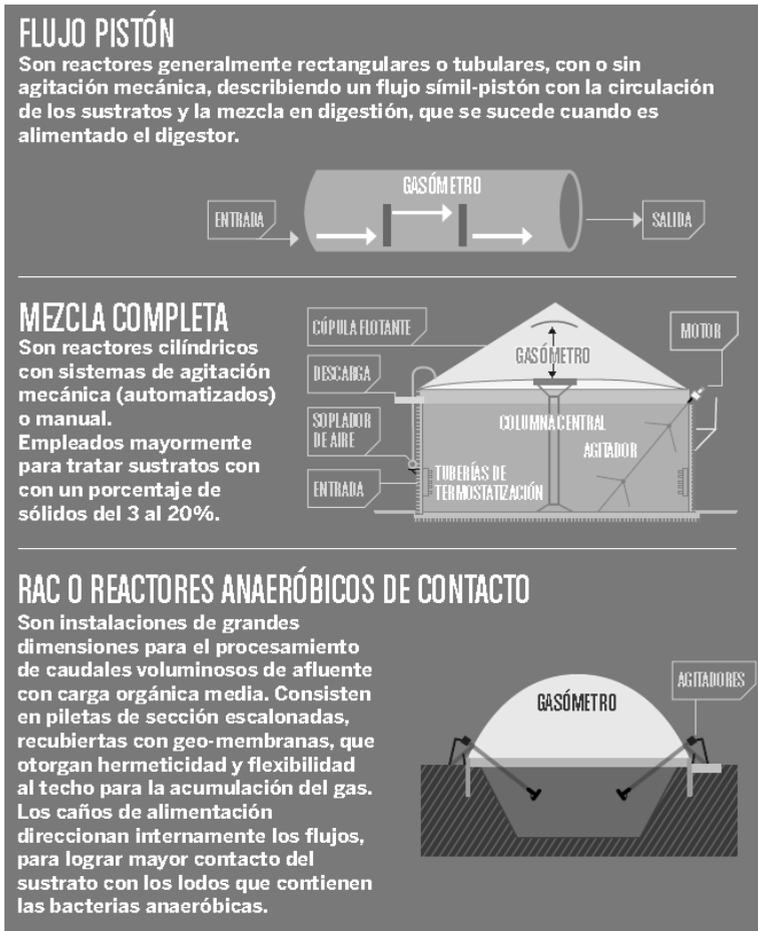


Fig. 11.5. Tipos de biodigestores¹¹⁷.

Con el fin de eliminar o disminuir el porcentaje de H₂S en el biogás se emplean sistemas de filtro con sustancias como cal viva o apagada, limadura de hierro o ciertos tipos de tierras conocidas como hematites parda o limonita, las cuales son ricas en sustancias ferrosas. Se debe tener presente que el tratamiento dependerá del contenido de ácido sulfhídrico en el gas.

¹¹⁷ http://www.probiomasa.gov.ar/_pdf/06Biodigestores_hojaTecnica.pdf

11.5. Características técnicas

La Argentina tiene un gran potencial bioenergético, debido al volumen y a la amplia variedad de fuentes de biomasa seca y húmeda susceptible de producir energía renovable que existe en su territorio. El relevamiento realizado, tanto a nivel provincial como nacional, da cuenta de las posibilidades de aprovechar energéticamente la biomasa disponible de los residuos generados por cultivos y por procesos industriales, más allá de los recursos leñosos provenientes de las formaciones nativas.

La ventaja de tener “el combustible” en gran parte de la superficie del territorio argentino brinda la posibilidad de incorporar generación distribuida de pequeña y mediana potencia. Esta generación renovable puede incorporarse y venderse en el mercado eléctrico mayorista como ya está sucediendo gracias a los programas de fomento como el RenovAR o crear miniredes que puedan abastecer zonas asiladas de la red eléctrica.

Las plantas de biomasa tienen la ventaja de poder almacenar el combustible y, por lo tanto, poder gestionar su despacho. Una vez en servicio, como plantas térmicas de muy baja inercia, pueden incrementar su potencia rápidamente y se adaptan a las variaciones de la demanda muy fácilmente. Esta característica las posiciona como una gran fuente de flexibilidad para compensar las variaciones de la generación eólica y fotovoltaica intermitente.

Además de la posibilidad de generar energía eléctrica, las plantas de biomasa ofrecen la ventaja de aprovechar el calor remanente para otras aplicaciones (cogeneración). Los beneficios ambientales derivados de la reducción del consumo de combustibles, además del gran desarrollo tecnológico alcanzado, han hecho de la cogeneración una alternativa altamente atractiva, ya que además proporciona una mayor eficiencia en el uso de los recursos y combustibles.

11.6. Impacto ambiental, social y económico

Impacto ambiental¹¹⁸

Si bien la biomasa se puede identificar como “carbono neutral”, existen trabajos publicados sobre los alcances de su neutralidad. Algunos autores, sostienen que la capacidad de reducción de GEI¹¹⁹ de la biomasa varía bastante dependiendo de la fuente de biomasa y del horizonte temporal estudiado, mientras que otros sugieren que la biomasa como combustible no siempre es carbono neutral, incluso pudiendo superar en algunos casos las emisiones de C respecto de los fósiles. No obstante, aun entre estos autores, hay un consenso general sobre la necesidad de mayor investigación al respecto hasta obtener conclusiones definitivas. En este sentido, el análisis de diversas fuentes de bioenergía concluyó que, en el aspecto global, representa una significativa reducción de GEI frente a la alternativa de uso de combustibles fósiles.

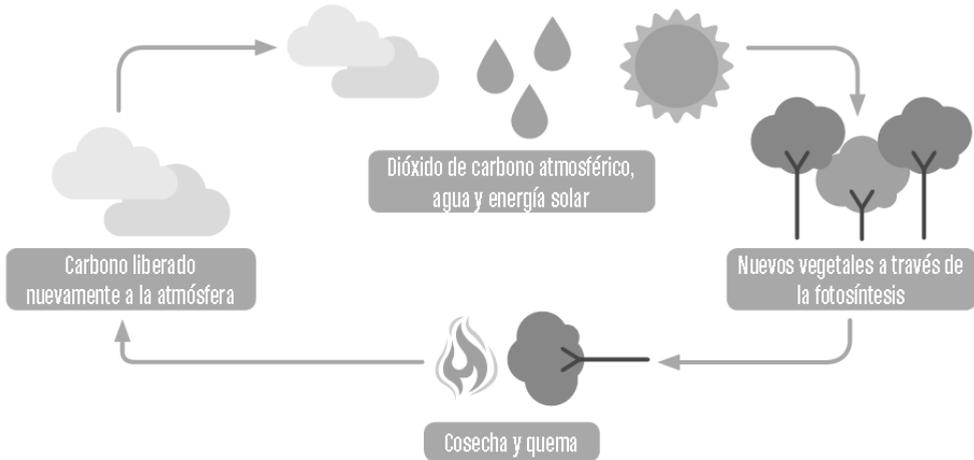


Fig. 11.6. Esquema del ciclo cerrado del carbono en la combustión de biomasa sólida.

En particular, cuando se usa la biomasa para generación eléctrica, se suele lograr una reducción neta de GEI muy superior a la del uso de biocombustibles líquidos. Además, el uso energético de la biomasa

¹¹⁸ http://www.probiomasa.gob.ar/_pdf/20-Guia-impacto-ambiental-proyectos-bioenergeticos.pdf

¹¹⁹ Gases de efecto invernadero

presenta un menor impacto ambiental que el de combustibles fósiles, básicamente por la menor emisión de contaminantes y externalidades ambientales en el análisis del ciclo de vida. Esto es particularmente destacable en el caso de combustión de biogás, que incluso evita la emisión de material particulado.

El efecto más relevante de la operación de estas centrales se relaciona principalmente con las emisiones a la atmósfera, y en algunos procesos, con la producción de olores molestos.

El resto de los potenciales efectos o impactos ambientales son propios de cualquier actividad industrial, no siendo exclusivos de esta tipología y se refieren principalmente a la emisión de ruido, impacto vial por tránsito de camiones, habilitación de caminos y manejo de lodos, si corresponde al proceso de generación de biogás.

Los elementos que tienen impacto en la emisión de contaminantes relacionados con la combustión de biomasa son:

- Azufre
- Nitrógeno
- Cloro
- Cenizas
- Metales pesados

Independiente del origen de la materia prima utilizada, la quema de biomasa sólida para la generación de energía produce cenizas y escorias (ceniza de fondo), además, se obtienen polvos (ceniza volante) recolectados a través de los sistemas de control de emisiones como ciclones, precipitadores electrostáticos o filtros de mangas, entre otros. De acuerdo a la caracterización previa de las cenizas, las mismas podrán reutilizarse (disponerse en el suelo como fertilizante o mejorador de suelo agrícola) o segregarse como residuo para su disposición final en sitio autorizado para tal fin.

Si bien el uso del digestato (lodo o residuo estabilizado) sobre el suelo como fertilizante puede ser una buena práctica ambiental (considerando la reducción de la producción, transporte y uso de químicos sintéticos, además del impacto positivo para las calidad del suelo), debe considerarse que su aplicación puede liberar grandes

cantidades de metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), compuestos orgánicos volátiles (COV) y amoníaco (NH₃), entre otros, según el manejo que se realice, sin contemplar la capacidad de integración con el suelo, afectando tanto la calidad del mismo como del agua superficial y/o subterránea, por los procesos de infiltración y/o escorrentía.

Impacto social y económico¹²⁰

Desarrollar proyectos de bioenergía exitosos es complejo y requiere de personas capacitadas y experimentadas para planificar, diseñar y ejecutar proyectos, como así también, para proporcionar operación y mantenimiento continuo. En algunos casos, la falta de personal calificado puede ser una barrera limitante para el despliegue de esta tecnología.

Como aspecto para destacar, se debe considerar que la generación eléctrica a partir de biomasa requiere más operadores por MW que una central con combustibles fósiles. A partir de estudios realizados en EE. UU. y Canadá, se estableció una relación de 0,6 a 2,1 años hombre de trabajo por MW Instalado.

Además, debe considerarse la mano de obra necesaria para la industria de la producción del biocombustible sólido y su transporte, estimada en ese estudio en aproximadamente el doble de empleos equivalentes de tiempo completo respecto de los requeridos en la planta de generación de energía.

El proyecto, sea de conversión de biomasa sólida como de biogás, podría potenciar a la comunidad local a través de algunas de las siguientes acciones, con o sin beneficios económicos directos:

- Mejoramiento de infraestructura local.
- Apoyo en programas educativos orientados a las comunidades locales.
- Apoyo en programas de salud orientados a las comunidades locales o facilitación del acceso a tratamientos médicos.
- Creación de fondos de desarrollo comunitario.

¹²⁰ http://www.probiomasa.gob.ar/_pdf/20-Guia-impacto-ambiental-proyectos-bioenergeticos.pdf

- Contratación de mano de obra local.
- Capacitaciones laborales para miembros de la comunidad.
- Asistencia técnica para emprendimientos locales.
- Inversiones directas en emprendimientos locales.
- Creación de alianzas comerciales con productores y emprendedores locales.

11.7. Resumen

La generación eléctrica a través de la biomasa es un recurso tecnológico muy antiguo que fue reemplazado por otras tecnológicas de mayor rendimiento energético y económico. El impulso de la generación renovable en la última década la volvió a posicionar como alternativa para lograr los objetivos del cambio climático.

Si bien es una tecnología considerada renovable deben respetarse ciertos parámetros para que su impacto al medio ambiente sea positivo. La bioenergía puede ayudar a prevenir los problemas ambientales causados actualmente por esos residuos y desechos, como las emisiones de metano, al tiempo que mejora la economía de la agricultura y la gestión forestal. Si la bioenergía se utiliza con captura y almacenamiento de carbono (BECCS), entonces el carbono no se devuelve a la atmósfera, lo que lleva a una reducción neta de CO₂.

La biomasa es una de las fuentes de energía renovable más confiables, es constante y se puede almacenar, lo que facilita la generación térmica y eléctrica. En virtud de sus extraordinarias condiciones agroecológicas, y las ventajas comparativas y competitivas de su sector agroindustrial, la Argentina es un gran productor de biomasa con potencial energético.

La energía derivada de biomasa respeta y protege el ambiente, genera nuevos puestos de trabajo, integra comunidades energéticamente vulnerables, reduce la emisión de gases de efecto invernadero, convierte residuos en recursos, moviliza inversiones y promueve el agregado de valor y nuevos negocios.

A pesar de que existe un fuerte impulso para la adopción de la bioenergía, múltiples barreras se interponen en el camino de su mayor desarrollo a nivel mundial. Estas varían según los mercados específicos y las tecnologías particulares de cada caso para su implementación. Incluyen desafíos como el alto costo de inversión y la falta de acceso al financiamiento.

Bibliografía

- ACTUALIZACIÓN DEL BALANCE DE BIOMASA CON FINES ENERGÉTICOS EN LA ARGENTINA.* (2020). Obtenido de Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa - PROBIOMASA:
http://www.probiomasa.gob.ar/_pdf/19-Actualizacion-balance-biomasa.pdf
- CADER. (s.f.). *Cámara Argentina de Energía Renovables.* Obtenido de <https://www.cader.org.ar/>
- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico. (2022). *CAMMESA.* Obtenido de <https://cammesaweb.cammesa.com/>
- FIMACO. (2022). Obtenido de <https://fimaco.com.ar/>
- GUÍA PARA EVALUACIÓN AMBIENTAL ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES PROYECTOS DE BIOMASA.* (s.f.). Obtenido de Comisión Nacional de Energía de Chile:
<https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/guiabiomasaeia.pdf>
- GUÍA PARA REALIZAR ESTUDIOS DE IMPACTO AMBIENTAL DE PROYECTOS BIOENERGÉTICOS.* (2020). Obtenido de Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa - PROBIOMASA:
http://www.probiomasa.gob.ar/_pdf/20-Guia-impacto-ambiental-proyectos-bioenergeticos.pdf
- GUÍA TEÓRICO-PRÁCTICA SOBRE EL BIOGÁS Y LOS BIODIGESTORES.* (2020). Obtenido de Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura:
http://www.probiomasa.gob.ar/_pdf/GuideBiogasyBiodigestores-19-08-29.pdf
- IRENA. (s.f.). *International Renewable Energy Agency.* Obtenido de <https://www.irena.org/>
- Julio E. Menéndez y Jorge A. Hilbert. (s.f.). *Cuantificación y uso de Biomasa de residuos de cultivos en Argentina.* Obtenido de INTA:
https://inta.gob.ar/sites/default/files/script-tmp-inta-cuantificacion_y_uso_de_biomasa_de_residuos_de_c.pdf

SECRETARIA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN. (s.f.). Obtenido de
<https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/energia-electrica/renovables>

Índice

PRÓLOGO

CAPÍTULO 1 **1**

SISTEMA ELÉCTRICO ARGENTINO. **1**

| | |
|-----------------------------------------------------|-----------|
| 1.1. LA ENERGÍA ELÉCTRICA | 1 |
| 1.2. LA RED ELÉCTRICA | 3 |
| 1.3. LA DEMANDA..... | 5 |
| 1.3.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA DEMANDA | 8 |
| 1.3.2 CLASIFICACIÓN DE LA DEMANDA | 8 |
| 1.4. GENERACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA..... | 10 |
| 1.4.1 DISPONIBILIDAD | 13 |
| 1.4.2 RESERVAS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO | 14 |
| Reservas de corto plazo:..... | 14 |
| Reservas de mediano plazo:..... | 15 |
| 1.4.3 MATRIZ DE GENERACIÓN | 15 |
| 1.5. TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN | 17 |
| BIBLIOGRAFÍA | 20 |

CAPÍTULO 2 **21**

EVOLUCIÓN Y DESARROLLO **21**

| | |
|---------------------------------------------------------------------|-----------|
| 2.1. COMIENZOS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ARGENTINA | 21 |
| 2.2. PRIMERAS CONCESIONES DEL SERVICIO ELÉCTRICO..... | 22 |
| 2.3. TRANSFORMACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ARGENTINO..... | 25 |
| 2.3.1 TRANSFORMACIÓN DE LA MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA | 26 |
| 1° Período (1890-1945) | 27 |
| 2° Período (1945 - 1967)..... | 28 |
| 3° Período (1967 - 1992)..... | 30 |

| | |
|------------------------------------------------------|----|
| 4° Período (1992-2015) | 33 |
| 5° Período (Desde 2015)..... | 35 |
| 2.3.2 TRANSFORMACIÓN DE LA DEMANDA..... | 37 |
| Desplazamiento del centro de carga | 39 |
| 2.3.3 TRANSFORMACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE | 40 |
| BIBLIOGRAFÍA | 46 |

CAPÍTULO 3 **47**

MERCADO ELÉCTRICO Y MARCO REGULATORIO **47**

| | |
|---------------------------------------------------------------------------|-----------|
| PRIMER REFORMA | 48 |
| 3.1. NUEVO MARCO REGULATORIO (LEY 24.065) | 51 |
| 3.2. ADMINISTRACIÓN, REGULACIÓN Y CONTROL | 54 |
| Regulación | 55 |
| Control | 55 |
| Administración | 57 |
| 3.3. AGENTES DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO (M.E.M.) | 58 |
| Generador | 59 |
| Transportista | 60 |
| Distribuidor..... | 60 |
| GRANDES USUARIOS | 63 |
| 3.4. FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO | 64 |
| 3.4.1 DEFINICIÓN DE PRECIOS EN EL M.E.M. – CARACTERÍSTICAS..... | 65 |
| 3.4.2 PROGRAMACIÓN DEL DESPACHO Y PRECIO ESTACIONAL..... | 68 |
| 3.4.3 PRECIO DE COMPRA AL M.E.M. – GRANDES USUARIOS Y DISTRIBUIDORES..... | 71 |
| SOBRECOSTOS COMBUSTIBLES..... | 73 |
| ENERGÍA ADICIONAL | 73 |
| SOBRECOSTO TRANSITORIO DE DESPACHO (STD)..... | 73 |
| CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO (CA)..... | 74 |
| 3.5. REMUNERACIÓN AL TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN..... | 75 |
| DISTRIBUCIÓN | 76 |
| 3.6. TARIFAS | 77 |
| 3.6.1 CLASIFICACIÓN..... | 78 |
| T1R - Uso residencial | 78 |
| T1 Re - Servicio estacional | 79 |

| | |
|----------------------------------------|----|
| T1G - Servicio general..... | 79 |
| T1AP - Alumbrado público..... | 80 |
| T2 - Medianas demandas | 80 |
| T3 - Grandes demandas..... | 81 |
| T4 - Pequeñas demandas rurales | 81 |
| T5 - Servicio de peaje..... | 81 |
| T6 - Servicio de peaje..... | 81 |
| 3.6.2 FACTURACIÓN DE LA ENERGÍA..... | 82 |
| 3.6.3 FACTURACIÓN DE LA POTENCIA | 83 |
| BIBLIOGRAFÍA | 86 |

CAPÍTULO 4 **87**

ASPECTOS ECONÓMICOS DE LA GENERACIÓN **87**

| | |
|------------------------------------------------------------|-----------|
| 4.1. CLASIFICACIÓN DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS..... | 87 |
| CENTRALES DE BASE..... | 87 |
| CENTRALES DE PUNTA | 87 |
| CENTRALES DE RESERVA: | 88 |
| CENTRALES DE SOCORRO | 88 |
| CENTRALES DE ACUMULACIÓN O BOMBEO | 88 |
| CENTRALES AUTODESPACHABLES | 88 |
| 4.2. PARÁMETROS DE LA DEMANDA | 90 |
| ENERGÍA CONSUMIDA (EA) | 90 |
| POTENCIA MEDIA (PMED) | 90 |
| FACTOR DE CARGA (C): | 90 |
| 4.3. PARÁMETROS DE LA PRODUCCIÓN..... | 91 |
| POTENCIA INSTALADA | 91 |
| POTENCIA DISPONIBLE | 91 |
| FACTOR DE RESERVA (FR) | 91 |
| FACTOR DE UTILIZACIÓN (FU) | 92 |
| TIEMPO DE UTILIZACIÓN (TU)..... | 92 |
| 4.4. COSTOS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA..... | 93 |
| CAPITAL..... | 93 |
| OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO..... | 94 |
| COMBUSTIBLE | 94 |

| | |
|-----------------------------------------------------------------------|------------|
| 4.4.1 GASTOS FIJOS ANUALES DE GENERACIÓN | 94 |
| 4.4.2 GASTOS VARIABLES ANUALES DE GENERACIÓN..... | 95 |
| 4.5. DESPACHO ECONÓMICO DE GENERACIÓN | 98 |
| 4.5.1 DESPACHO TÉRMICO POR COSTO INCREMENTAL..... | 99 |
| Ejemplo N° 1: Repartición económica por costo incremental. | 100 |
| DESPACHO HIDROTÉRMICO | 105 |
| 4.5.2 CÁLCULO DEL COSTO MARGINAL | 106 |
| Ejemplo N° 2: Cálculo del costo marginal de una central térmica | 108 |
| Ejemplo N° 3: Determinación del orden de despacho | 108 |
| Ejemplo N° 4: Costo de generación vs. potencia acumulada | 109 |
| FACTOR DE NODO | 110 |
| 4.6. COSTO NIVELADO DE LA ENERGÍA | 111 |
| HIPÓTESIS DE CÁLCULO | 113 |
| TIEMPOS DE VIDA..... | 113 |
| TASAS DE DESCUENTO | 113 |
| FACTORES DE CAPACIDAD O UTILIZACIÓN..... | 113 |
| INVERSIÓN | 114 |
| OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO..... | 115 |
| TIEMPOS DE CONSTRUCCIÓN | 115 |
| BIBLIOGRAFÍA | 116 |

CAPÍTULO 5 **117**

INGRESO DE NUEVOS GENERADORES AL M.E.M. **117**

| | |
|--------------------------------------------------------------------------|------------|
| 5.1. RECONOCIMIENTO COMO AGENTE DEL M.E.M. | 117 |
| 5.1.1 REQUISITOS REGLAMENTARIOS | 117 |
| 5.1.2 REQUISITOS INFORMATIVOS | 118 |
| Requisitos Generales | 118 |
| Datos comerciales (legales e impositivos)..... | 119 |
| Datos requeridos para la base de datos del sistema..... | 119 |
| 5.2. ACCESO A LA RED DE TRANSPORTE | 120 |
| 5.2.1 REQUISITOS TÉCNICOS..... | 120 |
| Estudios eléctricos de Etapa 1: Acceso a la capacidad de transporte..... | 120 |
| Estudios eléctricos de Etapa 2: Diseño Técnico De Detalle | 121 |

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| Estudios eléctricos de Etapa 3: Diseño Y Optimización De Los Sistemas De Control | 122 |
| 5.2.2 ESCENARIOS | 122 |
| 5.3. HABILITACIÓN TÉCNICA | 123 |
| 5.3.1 REQUISITOS INFORMATIVOS PARA LA SINCRONIZACIÓN | 125 |
| RESUMEN DE LOS PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS | 125 |
| 5.4. HABILITACIÓN COMERCIAL | 126 |
| 5.4.1 REQUISITOS GENERALES PARA LA MARCHA DE PRUEBA | 126 |
| BIBLIOGRAFÍA | 129 |

CAPÍTULO 6 **131**

CENTRALES TERMOELÉCTRICAS **131**

| | |
|-------------------------------------------------------------|------------|
| 6.1. DESCRIPCIÓN | 133 |
| 6.1.1 CENTRALES DE VAPOR | 133 |
| CENTRALES DE CARBÓN | 135 |
| 6.1.2 CENTRALES DE TURBINA DE GAS | 138 |
| 6.1.3 CENTRALES DE CICLO COMBINADO | 140 |
| 6.1.4 CENTRALES DIÉSEL | 142 |
| 6.2. COMBUSTIÓN Y COMBUSTIBLES | 145 |
| 6.2.1 LOS COMBUSTIBLES | 145 |
| LA COMBUSTIÓN | 146 |
| 6.2.3 CONSUMO MUNDIAL DE COMBUSTIBLES | 147 |
| 6.2.4 PETRÓLEO Y GAS EN ARGENTINA | 149 |
| 6.2.5 COMERCIO INTERNACIONAL | 152 |
| 6.3. SISTEMA ELÉCTRICO DE SERVICIOS AUXILIARES | 153 |
| 6.3.1 CONSIDERACIONES BÁSICAS DE DISEÑO | 154 |
| SEGURIDAD | 155 |
| CONFIABILIDAD | 156 |
| COSTO | 156 |
| OPERACIÓN | 157 |
| MANTENIMIENTO | 157 |
| EXPANSIÓN | 157 |
| 6.3.2 CLASIFICACIÓN DE LAS CARGAS | 158 |
| 6.3.3 FUENTES DE ALIMENTACIÓN | 158 |

| | |
|-------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 6.3.4 CLASIFICACIÓN DE LAS BARRAS..... | 160 |
| 6.3.5 ESQUEMAS DE BARRAS | 161 |
| Esquema 1 – Esquema clásico | 162 |
| Esquema 2 – Transformador auxiliar de doble secundario..... | 163 |
| Esquema 3 – División en servicios auxiliares de una unidad en dos barras..... | 164 |
| 6.3.6 CONDICIONES ANORMALES DE OPERACIÓN | 165 |
| ARRANQUE EN NEGRO (BLACK-START) | 166 |
| RECHAZO O SALTO DE CARGA | 167 |
| CONMUTACIÓN DE SERVICIOS AUXILIARES | 168 |
| MODOS DE OPERACIÓN:..... | 169 |
| 6.3.7 CORRIENTE DE EMERGENCIA..... | 174 |
| 6.4. COMPONENTES ELÉCTRICOS PRINCIPALES | 176 |
| 6.4.1 GENERADOR..... | 177 |
| TURBOGENERADORES | 177 |
| REFRIGERACIÓN | 178 |
| LUBRICACIÓN Y SELLOS..... | 180 |
| 6.4.2 BARRA DE FASE AISLADA | 181 |
| CONFIGURACIONES..... | 182 |
| FUNDAMENTO DE LA BARRA DE FASE AISLADA | 183 |
| REFRIGERACIÓN | 184 |
| 6.4.3 INTERRUPTOR DE MÁQUINA O GENERADOR..... | 185 |
| 6.4.4 TRANSFORMADOR PRINCIPAL | 188 |
| Componentes Principales..... | 189 |
| Sistemas de Conservación de Aceite..... | 189 |
| Sistemas de refrigeración..... | 190 |
| Conmutador bajo carga (LTC)..... | 192 |
| 6.4.5 BARRAS DE DISTRIBUCIÓN | 193 |
| CELDA DE BAJA TENSIÓN..... | 193 |
| 6.4.6 CENTROS DE CONTROL DE MOTORES (CCM)..... | 194 |
| 6.4.7 CELDAS DE MEDIA TENSIÓN | 195 |
| 6.4.8 BATERÍAS ESTACIONARIAS | 196 |
| Batería Plomo-Acido ventilada (Húmeda)..... | 197 |
| Batería Plomo-Acido regulada por válvula (VRLA) | 198 |
| Batería Níquel-Cadmio | 198 |
| CONFIGURACIÓN..... | 199 |
| 6.5. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS..... | 200 |
| 6.6. IMPACTO AMBIENTAL, SOCIAL Y ECONÓMICO | 202 |

| | |
|-------------------------------------------------|------------|
| IMPACTO AMBIENTAL..... | 202 |
| CARACTERÍSTICAS DE LAS EMISIONES GASEOSAS | 204 |
| EVALUACIÓN DEL CICLO DE VIDA | 206 |
| EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL..... | 209 |
| SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL | 210 |
| IMPACTO SOCIAL Y ECONÓMICO..... | 211 |
| 6.7. RESUMEN..... | 212 |
| BIBLIOGRAFÍA..... | 214 |

CAPÍTULO 7 **215**

CENTRALES HIDROELÉCTRICAS **215**

| | |
|------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 7.1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS..... | 217 |
| 7.2. COMPONENTES PRINCIPALES DE LA CENTRAL..... | 219 |
| 7.2.1 DISPOSICIONES | 220 |
| Canal de derivación, tubería de presión y canal de restitución | 220 |
| Toma en la presa, tubería de presión y canal de restitución | 221 |
| Sin canal de derivación, sin canal de desagüe..... | 222 |
| Sin canal de derivación – sin canal de desagüe – sin tubería de presión..... | 222 |
| 7.3. TURBINAS | 223 |
| FRANCIS | 224 |
| KAPLAN..... | 225 |
| PELTON | 226 |
| Velocidad específica | 227 |
| Zonas de funcionamiento..... | 228 |
| 7.4. PRESAS | 228 |
| 7.4.1 CLASIFICACIÓN..... | 229 |
| Según altura neta | 229 |
| Según capacidad del embalse | 231 |
| Según materiales empleados | 233 |
| 7.5. ALVIADEROS | 237 |
| 7.5.1 ALVIADEROS FIJOS | 237 |
| Vertederos en coronación..... | 237 |
| Vertedero lateral | 238 |
| Vertedero tipo pozo | 239 |

| | |
|----------------------------------------------------------|------------|
| Vertedero tipo sifón: | 239 |
| 7.5.2 ALIVIADEROS MÓVILES | 239 |
| Compuertas deslizantes | 240 |
| Compuertas radiales..... | 241 |
| 7.6. TUBERÍAS DE PRESIÓN | 242 |
| 7.6.1 DISPOSICIÓN DIRECTA | 242 |
| 7.6.2 DISPOSICIÓN CON CHIMENEA DE EQUILIBRIO | 243 |
| 7.7. CHIMENEAS DE EQUILIBRIO..... | 243 |
| 7.8. DESAGÜES DE FONDO | 244 |
| 7.9. VÁLVULAS..... | 245 |
| Válvulas de compuerta | 246 |
| Válvula mariposa | 247 |
| Válvula esférica..... | 248 |
| Válvula de chorro hueco..... | 248 |
| 7.10. CASA DE MÁQUINAS | 249 |
| 7.11. ORGANISMO DE SEGURIDAD Y CONTROL | 251 |
| 7.12. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS..... | 253 |
| 7.13. IMPACTO AMBIENTAL, SOCIAL Y ECONÓMICO | 254 |
| IMPACTO AMBIENTAL..... | 254 |
| Medio Físico..... | 256 |
| Medio Biótico | 257 |
| IMPACTO SOCIAL Y ECONÓMICO..... | 258 |
| Medidas de Mitigación | 259 |
| 7.14. RESUMEN | 262 |
| BIBLIOGRAFÍA | 264 |

CAPÍTULO 8 **265**

CENTRALES NUCLEARES **265**

| | |
|-----------------------------------------------------------|------------|
| 8.1. LA RADIACIÓN | 267 |
| 8.1.1 ESTRUCTURA DEL ÁTOMO Y COMPOSICIÓN DEL NÚCLEO | 267 |
| 8.1.2 RADIONUCLEÍDOS..... | 269 |
| 8.1.3 RADIOACTIVIDAD | 270 |
| Radiación Alfa (α) | 271 |
| Radiación Beta (β) | 271 |

| | |
|---------------------------------------------------------|------------|
| Radiación Gamma (γ)..... | 271 |
| Neutrones..... | 271 |
| 8.1.4 FUENTES DE RADIACIÓN..... | 272 |
| Fuentes naturales..... | 272 |
| Fuentes artificiales..... | 274 |
| 8.2. FISIÓN NUCLEAR | 276 |
| 8.2.1 EL URANIO | 276 |
| 8.2.2 CICLO COMBUSTIBLE | 279 |
| 8.2.3 FISIÓN INDUCIDA DEL URANIO | 282 |
| Reacción en cadena..... | 283 |
| Moderación | 284 |
| Fragmento y productos de fisión..... | 285 |
| 8.2.4 FORMACIÓN DE MATERIAL FISIONABLE..... | 286 |
| 8.3. CENTRALES NUCLEARES | 287 |
| 8.3.1 REACTOR PRESURIZADO DE AGUA LIVIANA (PWR) | 289 |
| AUTONOMÍA | 292 |
| 8.3.2 REACTOR DE AGUA EN EBULLICIÓN (BWR) | 292 |
| 8.3.3 REACTOR PRESURIZADO DE AGUA PESADA (PHWR) | 294 |
| 8.3.4 CENTRALES NUCLEARES EN EL MUNDO | 304 |
| NUEVOS DISEÑOS DE REACTORES | 304 |
| 8.4. SEGURIDAD EN EL DISEÑO | 306 |
| 8.4.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA PLANTA | 307 |
| Sistemas de control de procesos de la central..... | 307 |
| Sistemas automáticos de seguridad..... | 307 |
| Fallas dependientes..... | 308 |
| Protección radiológica en el diseño | 309 |
| Confinamiento de las sustancias radiactivas..... | 310 |
| 8.5. CONTROL REGULATORIO | 311 |
| 8.6. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS..... | 314 |
| 8.7. IMPACTO AMBIENTAL, SOCIAL Y ECONÓMICO | 315 |
| 8.8. RESUMEN | 318 |
| BIBLIOGRAFÍA..... | 320 |

CAPÍTULO 9 **321**

PARQUES EÓLICOS **321**

| | |
|-----------------------------------------------------------------|------------|
| 9.1. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL AEROGENERADOR | 322 |
| 9.2. TEORÍA GENERAL DE AEROGENERADORES..... | 323 |
| 9.2.1 POTENCIA DE LA VENA FLUIDA | 323 |
| 9.2.2 LEY DE BETZ | 324 |
| 9.2.3 DATOS CARACTERÍSTICOS..... | 329 |
| Velocidad específica (TSR)..... | 329 |
| 9.3. EL VIENTO..... | 331 |
| 9.3.1 DENSIDAD DEL AIRE | 332 |
| 9.3.2 VARIACIONES CÍCLICAS | 333 |
| Debidas a la estación..... | 333 |
| Variaciones diarias..... | 333 |
| ANÁLISIS ESTADÍSTICOS | 334 |
| 9.3.3 MEDICIÓN DEL VIENTO..... | 337 |
| VARIACIÓN DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO CON LA ALTURA | 338 |
| 9.3.4 RECURSO EÓLICO EN ARGENTINA | 338 |
| 9.4. AEROGENERADORES..... | 341 |
| 9.4.1 CLASIFICACIÓN..... | 341 |
| 9.4.2 AEROGENERADORES DE VELOCIDAD DE ROTACIÓN FIJA | 343 |
| 9.4.3 AEROGENERADORES DE VELOCIDAD DE ROTACIÓN VARIABLE..... | 344 |
| Generador asíncrono doblemente alimentado (DFIG)..... | 345 |
| Generador síncrono con convertidor total (Full Converter) | 347 |
| Regulación del ángulo de paso..... | 348 |
| 9.4.4 CURVA DE POTENCIA REAL | 351 |
| 9.4.5 COMPONENTES PRINCIPALES | 351 |
| 9.4.6 RENDIMIENTO | 354 |
| 9.5. PARQUES EÓLICOS CONECTADOS A LA RED..... | 355 |
| 9.6. REQUISITOS TÉCNICOS DE OPERACIÓN | 357 |
| 9.6.1 VARIACIONES DE POTENCIA | 358 |
| 9.6.2 REQUERIMIENTO DE POTENCIA REACTIVA | 360 |
| 9.6.3 VARIACIONES DE TENSIÓN O FLICKER..... | 361 |
| 9.6.4 EMISIÓN DE ARMÓNICAS | 361 |
| 9.7. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS..... | 362 |
| 9.8. IMPACTO AMBIENTAL, SOCIAL Y ECONÓMICO | 363 |
| 9.9. RESUMEN | 365 |
| BIBLIOGRAFÍA..... | 367 |

PARQUES FOTOVOLTAICOS

10.1. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO 370

10.1.1 TEORÍA DEL SEMICONDUCTOR. 371

10.1.2 CURVA CARACTERÍSTICA 373

10.1.3 CIRCUITO EQUIVALENTE..... 374

10.1.4 EFECTO SOMBRA 375

10.2. PANELES FOTOVOLTAICOS 376

10.2.1 PANELES DE SILICIO CRISTALINO 376

Silicio monocristalino 376

Silicio policristalino 376

Silicio amorfo 377

10.2.2 PANELES DE CAPA FINA (THIN FILM) 377

10.2.3 COMPONENTES DE LOS PANELES DE SILICIO CRISTALINO 378

10.2.4 DISPOSICIÓN DE UN GENERADOR FOTOVOLTAICO..... 379

10.3. ENERGÍA SOLAR 380

10.3.1 IRRADIANCIA 380

10.3.2 IRRADIACIÓN 381

10.4. INSTALACIÓN 382

10.4.1 UBICACIÓN..... 382

10.4.2 PÉRDIDAS ANUALES POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN FIJAS 383

10.4.3 SISTEMAS DE SEGUIMIENTO 384

10.5. INSTALACIÓN DE PARQUES FOTOVOLTAICOS..... 385

10.6. REQUISITOS TÉCNICOS DE OPERACIÓN 387

10.6.1 DIAGRAMA DE CAPACIDAD P-Q. 387

10.6.2 CONTROL DE TENSIÓN/POTENCIA REACTIVA 388

10.6.3 RESPUESTA DEL CONTROL CONJUNTO DE TENSIÓN (CCT) 389

10.6.4 AUTOMATISMOS 389

10.6.5 SISTEMAS DE COMUNICACIONES 389

10.6.6 TOLERANCIA A DESVÍOS DE LA TENSIÓN DE LA RED..... 390

10.6.7 TOLERANCIA A FALLAS ASIMÉTRICAS 391

10.6.8 APOORTE DEL PFV A LA CORRIENTE DE FALLA EN LA RED 391

10.6.9 TOLERANCIA DEL PFV A DESVÍOS DE LA FRECUENCIA..... 392

10.6.10 CENTRO DE CONTROL..... 393

| | |
|----------------------------------------------------------|------------|
| 10.6.11 CALIDAD DE SERVICIO..... | 393 |
| 10.6.12 SISTEMA DE MEDICIÓN Y MONITOREO..... | 393 |
| 10.6.13 MÁXIMOS DESVÍOS DE TENSIÓN ADMITIDOS | 394 |
| 10.7. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS..... | 395 |
| 10.8. IMPACTO AMBIENTAL, SOCIAL Y ECONÓMICO | 396 |
| AFECCIÓN DE LA CALIDAD DEL SUELO Y SU USO | 396 |
| IMPACTOS EN LA BIODIVERSIDAD | 397 |
| USO DE AGUA..... | 397 |
| ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA | 398 |
| IMPACTO SOCIAL Y ECONÓMICO..... | 398 |
| GESTIÓN DE FIN DE VIDA..... | 399 |
| 10.9. RESUMEN | 400 |
| BIBLIOGRAFÍA | 402 |

CAPÍTULO 11 **403**

BIOGENERACIÓN **403**

| | |
|-------------------------------------------------------------|------------|
| 11.1. CLASIFICACIÓN | 404 |
| 11.2. PROCESOS DE CONVERSIÓN. | 405 |
| 11.3. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CON BIOMASA SÓLIDA | 407 |
| 11.4. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CON BIOGAS | 410 |
| 11.5. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS..... | 413 |
| 11.6. IMPACTO AMBIENTAL, SOCIAL Y ECONÓMICO | 414 |
| IMPACTO AMBIENTAL..... | 414 |
| IMPACTO SOCIAL Y ECONÓMICO..... | 416 |
| 11.7. RESUMEN..... | 417 |
| BIBLIOGRAFÍA | 419 |

ÍNDICE **421**

MWh

GENERACIÓN, COMPRA Y VENTA

DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA REPUBLICA ARGENTINA

GIANFRANCO LIPPI

Este libro describe la evolución y desarrollo del actual mercado eléctrico argentino. Durante su desarrollo, se exponen los recursos energéticos utilizados para la "producción" (oferta), los diferentes tipos de agentes demandantes, requisitos, derechos y obligaciones que deben cumplir los usuarios para ingresar y participar de forma mayorista o minorista, y las funciones y facultades de los organismos de regulación, administración y control de dicho mercado.

Además, se detalla el mecanismo de formación y sanción de precios de la energía para cada segmento de la demanda, identificando los costos fijos y variables representativos de la generación y la manera en que el organismo encargado del despacho obtiene el menor costo horario de la energía eléctrica en el mercado.

Finalmente, se abordan los principios de funcionamiento de cada una de las centrales de generación eléctrica, convencionales y renovables, sus características operativas, los costos fijos de inversión y funcionamiento, y los costos variables operativos, de mantenimiento y asociados al consumo de combustible. El análisis de cada tipo de instalación se torna más exhaustivo a partir del estudio de su impacto ambiental, social y económico, vinculado a los objetivos de desarrollo sostenible.



ISBN 978-987-8992-12-9

