

OBSERVATORIO de la **ACTUALIDAD ENERGÉTICA INDUSTRIAL**



AGOSTO 2021

01



ENERGÍA ELÉCTRICA

ACTUALIDAD
DE MERCADO

Precios Internacionales de Energía

Como consecuencia de la crisis sanitaria ocasionada por la pandemia mundial de COVID 19 y las medidas de prevención adoptadas en cada nación, América Latina y el Caribe han tenido una serie de cambios en su sector energético al igual que todos los países del mundo, con alteraciones importantes en la forma de vida de la población, debido a las restricciones para reducir el potencial contagio. El confinamiento de la población en sus hogares, la disminución de los horarios de trabajo en el sector industrial y comercial, la fuerte implementación del teletrabajo y la educación virtual, si bien generaron un impacto positivo en el medio ambiente al existir una drástica reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, han traído consigo una incidencia muy importante en la economía de los países y una reducción en el consumo de energía.

A medida que se van reactivando las actividades productivas se ve la necesidad de reactivar la economía y el sector energético juega un papel fundamental en este esfuerzo, el cual se encuentra fielmente ligado a los esfuerzos de "Transición Energética" que tienen los países como consecuencia de los compromisos derivados del cumplimiento del "Acuerdo de París". Este proceso se orienta al incremento del uso de generación mediante fuentes renovables y a un mayor uso del gas natural como combustible de

transición, así como también en la aplicación de medidas de eficiencia energética fundamentalmente en los sectores de transporte e industria. Inevitablemente, los compromisos asumidos traerán consigo medidas que promuevan a la "des-carbonización" del sector energético con el fin de lograr una menor utilización de recursos energéticos convencionales (combustibles de origen fósil).

Todo este panorama tiene una incidencia directa en el precio de la energía que deberán abonar los usuarios industriales en toda la extensión de América Latina y el mundo. Con el objetivo de proporcionar un esquema de comparación de actualidad, a continuación, se presenta un cuadro comparativo con los precios medios de la energía correspondientes a usuarios del sector industrial de las principales naciones de América Latina, junto con Estados Unidos y España correspondientes al mes de junio:

| Pais | Precio Industria (USD/MWh) |
|------------------|-----------------------------------|
| Argentina | 84 |
| Uruguay | 112 |
| Chile | 128 |
| Brasil | 103 |
| Paraguay | 42 |
| España | 103,05 |
| E.E.U.U. | 66,5 |

Ref.: Base de cálculo: Usuarios MT consumo promedio PYME

Cómo se puede apreciar, Argentina presenta en USD/MWh uno de los precios más bajos en comparación con el resto de las naciones evaluadas, encontrándose por debajo de su precio unitario únicamente Estados Unidos y Paraguay. Uno de los aspectos centrales que explica la diferencia en los precios, es la composición de la matriz de generación de energía eléctrica de cada país la cual depende a su vez de la geografía de cada territorio, topología de la red, perfiles de consumos y cantidades de usuario por tipo, etc. En ese sentido, se establece que en países como Argentina la generación es principalmente a base de combustibles fósiles (fundamentalmente gas natural, salvo meses en los que se encuentra restringido), los cuales presentan un menor costo respecto a los combustibles líquidos pero

superiores a los costos asociados a generación hidroeléctrica. Otros países como Paraguay, basan su matriz energética en la energía hidroeléctrica. A pesar de que Uruguay es el país que tiene mayor participación de energías renovables en su matriz (aproximadamente 68% de su energía es proveniente de fuente renovable sin considerar la tecnología hidráulica), no ha logrado traducir esto en precios más accesibles.

El otro factor relevante es la aplicación de subsidios para intentar alivianar el peso de la tarifa eléctrica en diversos sectores de la sociedad y tipos de consumidores. En tal aspecto, se destaca a Argentina cómo uno de los países en donde los subsidios al consumo son importantes, tanto con tarifas diferenciales como por subsidios generales.

Sequía histórica del Paraná: Consecuencias en el MEM y expectativas

Cómo es de público conocimiento, el Río Paraná se encuentra transitando una bajante histórica como consecuencia de la peor sequía registrada en casi un siglo en Brasil. Esto no ha traído solamente problemas para las especies que forman parte de su ecosistema y en la navegabilidad del mismo, sino que también tiene impacto en el Mercado Eléctrico Mayorista de Electricidad (MEM). Esto se debe a que distintas plantas de generación de energía en el país concentradas en la región del Litoral y norte de la provincia de Buenos Aires han entrado en estado de alerta debido a que emplean caudal de agua de dicho río ya sea como recurso principal de generación al igual que como recurso accesorio, pero indispensable para su operación normal. Según indican los especialistas, los próximos 20 o 30 días son claves y se estima que aproximadamente 3.000 MW de generación se encuentran comprometidos o en riesgo.

En resumen, en la actualidad las plantas de generación que se encuentran en riesgo y se encuentran trabajando o llevando a cabo planes de contingencia son:

-Entidad Binacional Yacyretá:

Según el último informe presentado por la Entidad, quien actualmente se encuentra aportando 800 MW para la Argentina y 200 MW para Paraguay, se está registrando un caudal de 5.700 m³/s y en el mes de junio el caudal mensual promedio fue de 6.200 m³/s. Es importante destacar que el caudal promedio mensual para esta época del año es de 13.000 m³/s. Desde CAMMESA estimaron que, si el caudal disminuye en 1.000 m³/s, la reducción del turbinado de Yacyretá para la Argentina sería de alrededor de 200 MW.

-Central Termoeléctrica de Vuelta de Obligado:

La central de 250 MW localizada en Timbúes (provincia de Santa Fe), es la planta que tiene más riesgo de ver afectado su nivel de generación si el caudal del Paraná continúa bajando, y su operación dependerá de cómo se comporte el río en los próximos días.

-Central Termoeléctrica San Martín:

La central localizada en Timbúes, también de 250 MW, mantiene niveles de riesgo inferiores que la de Vuelta de Obligado debido a diferencias constructivas. Sin embargo, su operación podría complicarse si se profundiza la bajante del río.

-Centrales de generación de la localidad de San Nicolás (provincia de Buenos Aires):

Se trata de la planta a turbo vapor San Nicolás I de 300 MW y de la Central Térmica San Nicolás I (AES Paraná) de 800 MW, las cuales presentan un menor riesgo que los casos anteriores.

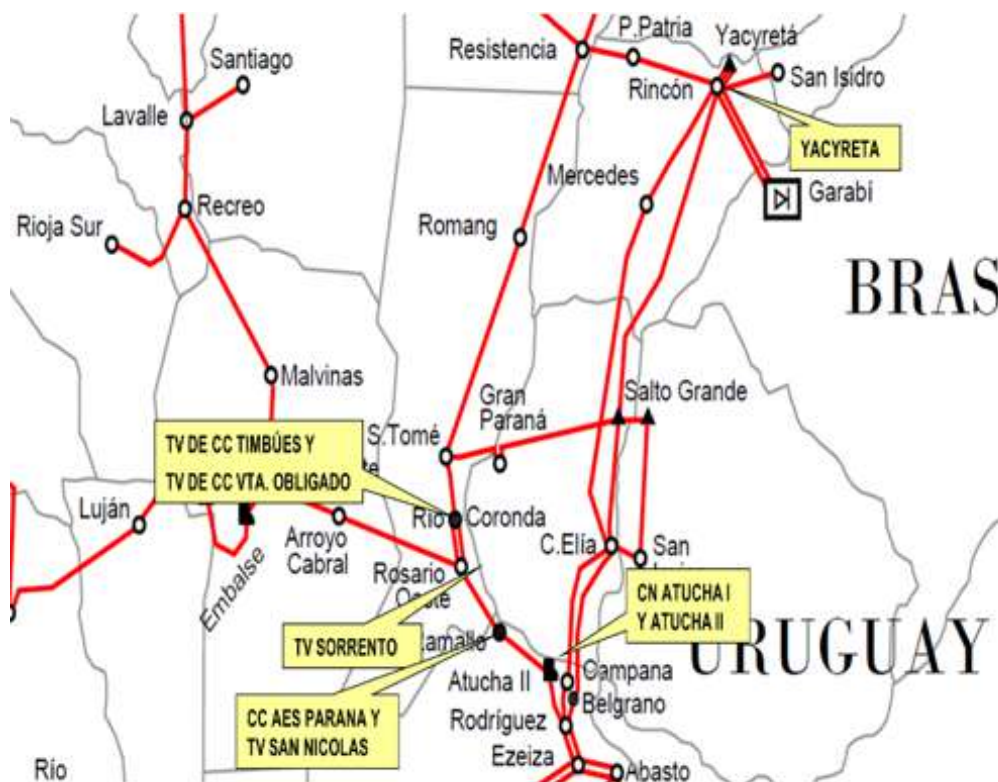
-Centrales nucleares Atucha I y II:

Ambas instaladas en el partido de Zárate (Buenos Aires), toman agua de la misma cuenca. Actualmente están aportando alrededor de 1.000 MW. Si bien el riesgo es aún menor que el de las centrales térmicas, la operación de estas plantas podría complicarse si persiste la caída del río Paraná. De hecho, se contrató una draga para garantizar la disponibilidad del agua.

Adicionalmente, la bajante del Paraná también ha despertado las alarmas en el Puerto de Escobar debido a que los buques regasificadores de gas natural licuado (LNG) han tenido que realizar maniobras distintas a la habituales. Sin embargo, no se presentan actualmente condiciones que impidan el acceso de los mismos.

Consecuentemente, todo este panorama ya está teniendo efectos importantes en el despacho horario de generadores para abastecer a la demanda del sistema. Esto se debe a que la falta de agua en el Paraná (y su consecuente reducción de potencia de generación) ya ha ocasionado que el gobierno nacional tenga que compensar dicho déficit mediante el refuerzo de las importaciones de combustibles convalidando precios récord en el mercado, los cuales son transferidos directamente a los Grandes Usuarios del MEM (GUMAs, GUMEs y Autogeneradores) y cubierto por subsidios para el caso de usuarios abastecidos por tarifas reguladas (GUDIs y demás usuarios cautivos).

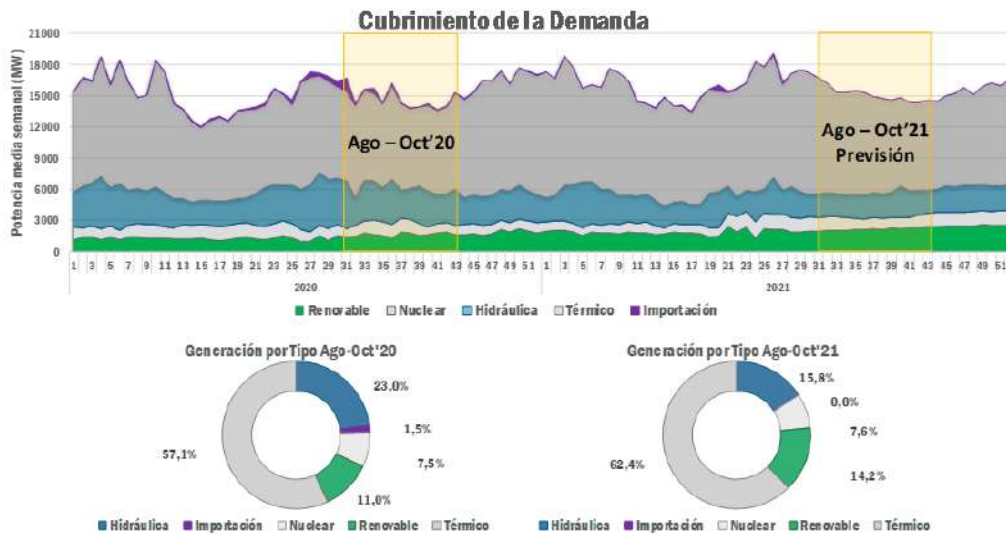
Analizando un futuro cercano, en la última Reprogramación Estacional publicada por CAMMESA (correspondiente al período agosto – octubre 2021) se indica que se está haciendo seguimiento permanente de todas las variables hidrológicas intervinientes mediante el seguimiento de previsiones de SSOH e INA, evaluando los tres escenarios probables planteados.



Es por ello que se prevé el decrecimiento de la producción de Yacyretá y se han identificado potenciales riesgos de pérdida de oferta en las Centrales ribereñas por nivel límite de toma de agua, y riesgos en la navegabilidad para el abastecimiento de GNL y de combustibles líquidos. En el cuadro presentado a continuación se resumen las acciones preventivas adoptadas al igual que el objetivo a alcanzar y el estado actual del proceso:

| Central | Altura Riesgo (m) | Acción | Objetivo | Estado |
|--------------------|-------------------|--|--|---------------------------|
| San Martín | -0,8 | Verificación parámetros obra de toma de agua (bombas, cota base). Adquirir e instalar bombas que amplíen rango operativo de las TG's con ambos combustibles en cotas del río menores a la de diseño. TV's no factible. | Preservar operación en ciclo abierto con ambos combustibles. | En proceso de instalación |
| Vuelta de Obligado | 0,0 | | | En proceso de compra |
| San Nicolás | -1,0 | Obra toma de agua. Limpieza sedimentos. Radarización toma de agua. Dato histórico operó en cota -0,6 mts sin restricciones. | Preservar filtros rotativos. Equipamiento crítico. | En proceso de compra |
| Atucha | 0,0 (indicativa) | Varias sobre las obras de captación de agua. Verificación límites, dragado, adquisición bombas, etc | Preservar operación y seguridad de las centrales. | En desarrollo y compra |

Según previsiones efectuadas por parte de CAMMESA en su Reprogramación Estacional, para el período agosto-octubre 21 el conjunto de generadores del país se empleará para cubrir casi la totalidad de la demanda, con un pequeño margen a cubrir con importaciones de países limítrofes en determinados días y tramos horarios:

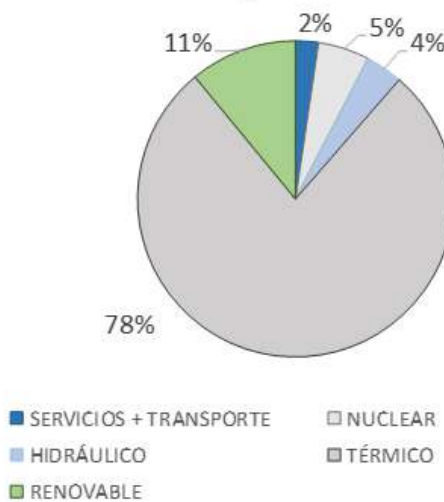


Sin embargo, el aumento del requerimiento de generadores térmicos y con combustibles a un mayor costo va a traer consigo un salto en el precio monómico en dólares promedio para el período evaluado con respecto al período análogo del año pasado del orden del 37%.

Si efectuamos la misma comparación entre el mes de junio de 2021 (último mes transaccionado por CAMMESA) y el período evaluado en la Reprogramación, la variación se traduce en un 10% de reducción. Esto se debe a que junio es un mes plenamente invernal (con mayor despacho de combustible líquidos para abastecimiento de centrales térmicas) mientras que el período evaluado

en la Reprogramación cuenta con solamente un mes invernal y 2 meses estivales, los cuales presentan menores costos de abastecimiento por reducción de provisión de combustibles líquidos.

Costos de Abastecimiento Ago-Oct'21



GAS

NATURAL



ACTUALIDAD
DE MERCADO

Actualidad Mercado Gas Natural

Luego del lanzamiento del Plan Gas, la mayoría de las actividades de fracturamiento se han recuperado. Por ejemplo, el mes pasado se llevaron a cabo un total de 985 operaciones de fracturación de esquisto en la formación Vaca Muerta, una disminución del 9% desde el récord de 1.079 establecido en mayo, según datos proporcionados por operadoras de servicio.

El nivel de junio fue el segundo más alto registrado para Vaca Muerta, justo detrás de mayo, y absorbió una acumulación de actividad creada por las protestas y los bloqueos de carreteras en abril.

Para tener una dimensión de la magnitud de la recuperación, en junio de 2020, cuando las restricciones asociadas con la pandemia de Covid-19 aún eran estrictas, solo se registraron 196 operaciones de fractura de esquisto.

Según datos oficiales del mes de junio se observa una producción de gas convencional de 1.040.238 miles de m³ (mm³), mientras que el shale gas acumuló unos 484.532 mm³ y el tight gas unos 595.920 mm³.

Si se compara la producción de los últimos tres primeros semestres, se observa que los registros del año 2021 (23.130.976 mm³) se ubican por encima del año de la pandemia 2020 (22.807.317 mm³) y por debajo del año 2019 (24.090.351 mm³).

Para lograr hacer frente a la progresiva caída de producción nacional cuyo peor escenario se registró en el mes de mayo fundamentalmente, se ha requerido mejorar los niveles de producción mediante más inversiones. A modo de ampliar, para el año 2021 las empresas de hidrocarburos se comprometieron invertir U\$S 5.247 millones en exploración, aunque muchas empresas incrementaron sus montos. A continuación, se detallan los niveles de inversión comprometidos por las principales empresas energéticas involucradas:

-**YPF:** U\$S2.286 millones.

-**PAE:** U\$S942 millones.

-**Shell Argentina:** U\$S414 millones.

-**Vista Oil&Gas:** U\$S259 millones

-**Pluspetrol:** U\$S226 millones

-**Total Austral:** U\$S175 millones

-**Tecpetrol:** U\$S166 millones

-**EXXON Mobil:** U\$S131 millones

-**Pampa Energía:** U\$S126 millones

-**Compañía General de Combustibles (CGC):** U\$S116 millones.

Todo esto se vio reflejado en incrementos en la producción gas natural no convencional durante el primer semestre de este año, liderando la lista YPF con un incremento del 126% en la producción de shale gas en Vaca Muerta.

Otro tema de interés en la actualidad consiste en la Ampliación del Régimen de Zona Fría según Ley N°27.637, promulgada el día 7 de julio de 2021. La misma prorroga hasta el 31 de diciembre de 2031 el régimen establecido en el artículo 75 de la Ley N° 25.565 y amplía el universo de beneficiarios del Régimen de Zona Fría (RZF). Dicho régimen permite solventar cuadros tarifarios diferenciales para los servicios de gas natural por redes, gas propano indiluido por redes y la venta

de cilindros, garrafas o gas licuado de petróleo comercializado a granel de las regiones Patagónica, Puna y Malargüe. La ampliación abarca localidades de bajas temperaturas que no se encuentran alcanzadas por el RZF vigente como lo son las localidades comprendidas en el frente marítimo y subzonas del sur de la provincia de Buenos Aires, las provincias de La Rioja, Mendoza, San Luis, San Juan y Salta, algunas localidades de las provincias de Buenos Aires, Santa Fe, Córdoba, San Luis, Mendoza, San Juan, La Rioja, Tucumán, Catamarca, Salta y Jujuy que actualmente y/o en un futuro sean abastecidas de gas natural y/o gas licuado de petróleo de uso domiciliario, obtendrá en forma automática los beneficios aquí establecidos.



USUARIOS POR DEPARTAMENTO

| | |
|-----------------|----------------|
| Santa Fe | 537.779 |
| Belgrano | 10.441 |
| Caseros | 18.768 |
| Constitución | 16.302 |
| General López | 47.456 |
| Iriondo | 14.523 |
| Rosario | 380.143 |
| San Lorenzo | 37.765 |
| San Martín | 12.383 |

Es importante destacar que el RZF se financia con un recargo sobre el precio del gas natural en PIST aplicable al volumen comercializado en el país que no puede superar el 7,5%. Actualmente el nivel del recargo se ubica en 4,46% y se prevé que para el 2021 el recargo sea de 5,44%.

El nuevo régimen disminuirá los componentes fijos y variables de la factura del servicio de gas por redes (ya sea gas natural o propano indiluido) para los usuarios residenciales de "zona fría". El beneficio representará un descuento del 30% o 50%, dependiendo de la condición de vulnerabilidad económica de cada usuario, es decir que se genera un beneficio progresivo para los hogares y las Entidades de Bien Público (EBP) y pequeñas y medianas

empresas y comercios (SGP), según criterios a definir:

-En los hogares de menores ingresos (beneficiarios de planes sociales, jubilados y jubiladas, monotributistas sociales, entre otros), donde residan electrodependientes, y para las EBP y SGP se aplicará una reducción del 50% en el Cuadro Tarifario (CT).

-Conservarán también el descuento del 50% sobre el CT, los usuarios de la Región Patagónica, el departamento de Malargüe en Mendoza y la región de la Puna en el Noroeste.

-El resto de los hogares con tarifa diferencial incorporados (nuevos beneficiarios TD) percibirán un descuento del 30% en sus CT.

IMPACTO DE INCREMENTO DEL SUBSIDIO EN CANTIDAD DE USUARIOS Y USUARIAS, FACTURAS PROMEDIO Y VARIACIONES SEGÚN DISTRIBUIDORAS DE GAS NATURAL

| Distribuidora | Factura actual (\$/mes) Cuadros tarifarios vigentes a Junio 2021 | | | Factura estimada con AMPLIACIÓN | | | Factura promedio RESIDENCIAL (con actualización RTT) | | | | | |
|---------------------------|---|-----------------------|---------------------------------|---------------------------------|-----------|--------------------------|--|-----------|--------------------------|--|-----------|--------------------------|
| | Usuarios sin subsidio | Usuarios con subsidio | Usuarios TS con ampliación a TD | Usuarios sin subsidio | Nuevos TD | Nuevos TD con requisitos | Variación PORCENTUAL estimada (%) | | | Diferencia promedio estimada (\$/mes en factura) | | |
| | | | | | | | Usuarios sin subsidio | Nuevos TD | Nuevos TD con requisitos | Usuarios sin subsidio | Nuevos TD | Nuevos TD con requisitos |
| NATURGY | 1.514 | 1.959 | 1.832 | 1.519 | 1.379 | 923 | 0,38% | -29,4% | -49,6% | 6 | 7 | 7 |
| CENTRO | 1.305 | 1.340 | 1.392 | 1.310 | 943 | 701 | 0,37% | -29,6% | -49,6% | 5 | 5 | 5 |
| CUYANA | 1.562 | 1.561 | 1.696 | 1.568 | 1.099 | 855 | 0,39% | -29,6% | -49,6% | 6 | 6 | 7 |
| GASNOR - Salta | 933 | 992 | 957 | 937 | 698 | 487 | 0,39% | -29,6% | -49,6% | 4 | 4 | 4 |
| LITORAL | 1.316 | 1.384 | 1.464 | 1.321 | 974 | 737 | 0,39% | -29,6% | -49,6% | 5 | 5 | 6 |
| PAMPEANA - 25 partidos BA | 1.728 | 1.765 | 2.012 | 1.736 | 1.243 | 1.015 | 0,44% | -29,6% | -49,6% | 8 | 8 | 9 |
| PAMPEANA – Bahía Blanca | 1.747 | 1.761 | 1.922 | 1.755 | 1.241 | 970 | 0,46% | -29,5% | -49,5% | 8 | 8 | 9 |
| PAMPEANA – Buenos Aires | 1.521 | 1.679 | 1.927 | 1.527 | 1.182 | 972 | 0,43% | -29,6% | -49,6% | 7 | 7 | 8 |

Nota: los valores corresponden a un recargo del 5,44%, una variación del 0% en gas natural (PIST), 0% en el margen de transporte y un ajuste del 24% en el componente fijo de los cargos de distribución y 14% en el variable. Datos de usuarios con información disponible a marzo de 2021.

- Contemplando la aplicación de la tarifa de transición, los nuevos beneficiarios tendrían una caída del 30% y los hogares más vulnerables verían una reducción del 50% en sus facturas respecto a la tarifa vigente desde principios de junio.
- La ampliación del beneficio implica un incremento promedio que no supera 0,5% en la factura en cada una de las subzonas.

Fuente.: ENARGAS



CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico. Su función es la supervisión del funcionamiento operativo y administrativo del MEM.

CC: Unidad de generación compuesta por una o más unidades turbo gas y otra turbo vapor, para cuya producción se utilizan los gases de escape de la primera, mejorando el rendimiento del conjunto.

Capacidad de transmisión: Potencia máxima que se puede transmitir a través de una línea de transmisión; tomando en cuenta restricciones técnicas de operación como: el límite térmico, caída de tensión, límite de estabilidad en estado estable, etc.

Capacidad disponible (en un sistema): Suma de las capacidades efectivas de las unidades del sistema que se encuentra en servicio o en posibilidad de dar servicio durante el período de tiempo considerado.

Capacidad instalada: Potencia nominal o de placa de una unidad generadora, o bien se puede referir a una central, un sistema local o un sistema interconectado.

Central generadora: Lugar y conjunto de instalaciones utilizadas para la producción de energía eléctrica. Dependiendo del medio utilizado para producir dicha energía, recibe el nombre correspondiente.

Contrato a término: Es el celebrado directamente entre un gran usuario o una distribuidora con el generador, por un período de tiempo.

Cuadro Tarifario: Fija el valor unitario de los cargos que se utilizan en la facturación del servicio eléctrico.

Demanda eléctrica: Requerimiento instantáneo a un sistema eléctrico de potencia, normalmente expresado en megawatts (MW) o kilowatts (kW).

Disponibilidad: Característica que tienen las unidades generadoras de energía eléctrica, de producir potencia a su plena capacidad en momento preciso en que el despacho de carga se lo demande.

DI: Unidad de generación cuya máquina motriz es un motor diésel.

Distribución: Es la conducción de energía eléctrica desde los puntos de entrega de la transmisión hasta los puntos de suministro a los Usuarios.

Energía: La energía es la capacidad de los cuerpos o conjunto de éstos para efectuar un trabajo. Todo cuerpo material que pasa de un estado a otro produce fenómenos físicos que no son otra cosa que manifestaciones de alguna transformación de la energía. La energía eléctrica se mide en kilovatio-hora (kWh). Múltiplos $1000 \text{ Wh} = 1 \text{ kWh}$, $1000 \text{ kWh} = 1 \text{ MWh}$.

Energía Activa: Es la capaz de transformarse en trabajo o calor.

Energía Reactiva: existen numerosos receptores que para funcionar necesitan que se formen campos magnéticos. Estos equipos, en general inductivos, absorben energía de la red para crear los campos magnéticos y la devuelven mientras desaparecen. Este intercambio de energía provoca un consumo suplementario que no es aprovechable por los receptores. Se mide en kVArh. La energía reactiva provoca una sobrecarga en líneas, transformadores y generadores, sin llegar a producir un rendimiento útil. La factura de energía la contabiliza, por lo que puede llegar a incrementarla en cantidades importantes si no se controla.

ENRE: es Ente Nacional Regulador de Electricidad creado por la Ley N° 24.065.

EDEN: Distribuidora eléctrica jurisdicción norte y centro de la Provincia de Buenos Aires.

EDENOR: Distribuidora eléctrica jurisdicción noroeste del Gran Buenos Aires y en la zona norte de la Ciudad de Buenos Aires.

ENERSA: Distribuidora eléctrica jurisdicción Provincia de Entre Ríos.

EPEC: Distribuidora eléctrica jurisdicción Provincia de Córdoba.

EPESF: Distribuidora eléctrica jurisdicción Provincia de Santa Fe.

Factor de Potencia: indicador del correcto aprovechamiento de la energía eléctrica



Glosario

ENERGÍA ELÉCTRICA

Generador: Es el dispositivo por medio del cual se transforma una forma de energía (mecánica, química, solar) en energía eléctrica.

Generador Térmico: Generador cuya energía primaria es obtenida a partir de la combustión de un combustible convencional.

Generación Hidráulica: generador cuya energía primaria es obtenida a partir de la operación de una turbina hidráulica.

Generación Nuclear: generador cuya máquina motriz es una turbina de vapor, y la energía primaria es obtenida a partir de la operación de un reactor nuclear.

Generador Renovable: generador cuya energía primaria es obtenida a través de recursos renovables, tales como energía solar para centrales fotovoltaicas, energía del viento para generadores eólicos, energía hidráulica para generadores hidráulicos, siendo considerados como renovables aquellos de potencia nominal menor a 50 MW, y generación con biogás con productos derivados de procesos orgánicos.

M.E.M: Mercado Eléctrico Mayorista.

Mercado Estacional: Lo fija trimestralmente la Secretaría de Energía. Participan de él sólo los Distribuidores. Las tarifas se calculan teniendo en cuenta los valores promedios de precios spot de futuro en base a los precios estacionales.

Mercado a Término: Dentro del MEM, es el constituido por los que pueden celebrar libremente contratos de suministro entre un Generador y un Distribuidor o entre un Generador y un GUMA, GUME o GUPA.

Mercado Spot: Es el mercado de precios horarios donde se comercializa la energía no sujeta a contratos de abastecimiento. En el mismo el precio de la energía eléctrica está definido en función del costo marginal.

Niveles de tensión: Baja tensión (los suministros que estén conectados en un nivel de tensión inferior a 1 kV), Media tensión (los suministros que estén conectados en un nivel

de tensión igual o superior a 1 kV y menor a 132 kV), Alta tensión (los suministros que estén conectados en un nivel igual o superior a 132 kV).

Peaje: Canon que se cobra por el uso de líneas para el transporte y/o distribución de energía eléctrica.

Potencia: Es el trabajo o transferencia de energía realizada en la unidad de tiempo. Su unidad es el W (vatio). Múltiplos 1000 W = 1Kw, 1000 Kw = 1 Mw. 1000 Mw = 1 GW.

Régimen de Flexibilidad: El usuario no podrá utilizar, ni la distribuidora estará obligado a suministrar, en los horarios de pico y fuera de pico potencias superiores a la capacidad de suministro convenida, cuando ello implique poner en peligro las instalaciones del distribuidor.

Sistema Argentino de Interconexión(SADI): Sistema eléctrico interconectado constituido por las instalaciones de transmisión, transformación, compensación y maniobra que integran el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y los Sistemas de Transporte por Distribución Troncal de las diversas Regiones Eléctricas de la República Argentina.

Sistema Eléctrico: Conjunto formado por equipos de generación, transformación, transmisión y otros, conectados físicamente y operados bajo un único esquema de control, dirección o supervisión de operación.

Sistema de Estabilización de Precios: Está vinculado al Mercado Estacional. Existe un fondo de estabilización (administrado por la CAMMESA) al que se derivan las diferencias producidas entre los precios estacionales y los del mercado spot. Trimestralmente las diferencias acumuladas se reasignan a los períodos siguientes subiendo o bajando los valores calculados para los mismos.

Transmisión: Es la conducción de energía eléctrica desde las plantas de generación o puntos interconexión hasta los puntos de entrega para su distribución.

TV: Unidad de generación cuya máquina motriz es una turbina de vapor.

TG: Unidad de generación cuya máquina motriz es una turbina de gas.



GAS NATURAL

ENARGAS: Ente Nacional Regulador del Gas. Es un organismo autárquico creado mediante la Ley N.º 24.076.

Gas Natural: Una mezcla de hidrocarburos, generalmente gaseosos presentes en forma natural en estructuras subterráneas. El gas natural consiste principalmente de metano (80%) y proporciones significativas de etano, propano y butano. Habrá siempre alguna cantidad de condensado y/o aceite asociado con el gas. El término también es usado para designar el gas tratado que se abastece a la industria y a los usuarios comerciales y domésticos y tiene una calidad especificada.

Gas natural licuado (GNL): Gas natural que, para facilidad de transporte, ha sido licuado mediante enfriamiento a aproximadamente menos 161°C a presión atmosférica. El gas natural es 600 veces más voluminoso que el gas natural licuado (GNL).

Gas Licuado de Petróleo (GLP): es la mezcla de gases en su mayoría compuestos por Butano y Propano que se obtienen a través del refinamiento del petróleo y de procesos de separación del gas natural. Estos gases reúnen un alto poder calorífico y tienen la propiedad de licuarse con facilidad, a presiones moderadas y temperatura normal. Su principal ventaja es que se puede almacenar en estado líquido, en grandes cantidades facilitando de ese modo su transporte.

Gas en boca de pozo: Es el punto de salida de la corriente total de fluidos que produce un pozo (petróleo, gas natural), antes de ser conducidos a un sistema de adecuación. Equipamiento que se coloca sobre un pozo productivo y que está destinado a regular la salida del flujo de los hidrocarburos.

Gran Usuario: Un Cliente que no utiliza el Gas para Usos Domésticos y que no es una Estación GNC, ni un Subdistribuidor, siempre que haya celebrado un Contrato de Servicio de Gas que incluya una cantidad mínima diaria contractual de 10.000 m³ en los casos de Clientes sujetos a las Condiciones Especiales de los Servicios FD o FT, o para el caso de los Clientes sujetos a las Condiciones Especiales de los Servicios ID o IT una cantidad mínima anual de 3.000.000 m³ y un plazo contractual no menor a doce meses en todos los casos.

Mercado liberalizado: Es aquel en el que el cliente contrata el suministro con cualquier otra empresa comercializadora debidamente autorizada por la Administración competente. Las tarifas de venta son pactadas entre comprador y vendedor.

Mercado regulado: Es aquel en el que el cliente mantiene el suministro de gas y electricidad con su distribuidor autorizado habitual.

MEG: Mercado electrónico del Gas. Creado por Decreto 180/2004. Busca transparentar el funcionamiento físico y comercial de la industria del gas.

Metro cúbico: Unidad de medición para volumen de gas. La cantidad de gas requerido para llenar el volumen de un metro cúbico. Unidad en metro cubico. Múltiplo 1000 m³ = 1 Dam³

MMBTU: Unidad térmica británica. Es la cantidad de calor necesaria para aumentar en 1 grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua en su máxima densidad (aproximadamente 39° F). Un millón de Btu (MM Btu) equivale a 27,8 m³ de gas y a 0,048 m³ GNL o a 0,0192 t GNL.

Mix de abastecimiento: Para cada subzona del sistema se establecen las proporciones de volúmenes de gas proveniente de cada cuenca productora denominado mix de inyección.

Período Invernal: El período de cinco meses consecutivos que comienza el 1º de mayo de cada año calendario y finaliza el 30 de setiembre del mismo año calendario.

Período Estival: El período de siete meses consecutivos que comienza el 1º de octubre de cualquier año calendario y finaliza el 30 de abril del año calendario inmediato siguiente.

PIST: Punto de Ingreso al Sistema de Transporte

Servicio Firme o No Interrumpible: Servicio brindado a los Clientes de acuerdo con las Condiciones Especiales o contratos aplicables que no prevé interrupción, salvo en casos de una emergencia o Fuerza Mayor, o por las razones enumeradas en el Artículo 11 de las Condiciones Generales del Reglamento. Requiere la contratación de una Reserva de capacidad, la que constituye un cargo fijo en la facturación de este tipo de servicio, debiéndose abonar además un cargo variable por el volumen de gas realmente consumido




Glosario

GAS NATURAL

Servicio Interrumpible: Servicio brindado de acuerdo con las condiciones Especiales o Contratos aplicables, que prevé y permite interrupciones mediante el correspondiente aviso de la Distribuidora al Cliente. Siendo un servicio con mayor cantidad de restricciones no presenta cargos fijos, abonándose los cargos correspondientes por los volúmenes realmente consumidos.

Servicio General G: Servicio para usos no domésticos (excluyendo Estaciones GNC y Subdistribuidores) en donde el Cliente habrá celebrado un Contrato de Servicio de Gas conteniendo una cantidad contractual mínima la cual en ningún caso será inferior a .1000 m³ por día, durante un período no menor a un año. Requiere la contratación de una Reserva de capacidad, la que constituye un cargo fijo en la facturación de este tipo de servicio, debiéndose abonar además un cargo variable por el volumen de gas realmente consumido.

Servicio General P: Servicio para usos no domésticos (excluyendo Estaciones GNC y Subdistribuidores) en donde el Cliente no tendrá una cantidad contractual mínima y no es atendido bajo un Contrato de Servicio de Gas. Servicio que se ha subdividido en distintas categorías (P1, P2 y P3), debiendo los Clientes de mayor consumo de la categoría P3 adquirir el gas natural en forma directa a Productores o Comercializadores. Se trata de un servicio que al momento no presenta restricciones, abonándose cargos variables por los volúmenes realmente consumidos

Comercializador: Se considera comercializador a quien compra y vende gas natural por cuenta de terceros. Tienen la posibilidad de comercializar producto (gas natural) y servicio de transporte.

Comercializador: Se considera comercializador a quien compra y vende gas natural por cuenta de terceros. Tienen la posibilidad de comercializar producto (gas natural) y servicio de transporte.

Cuencas productoras: Son zonas que han sido geológicamente favorables para la formación y acumulación de hidrocarburos. En ellas se encuentran grandes yacimientos de petróleo y gas natural en sus diversas variantes.

Productor: toda persona física o jurídica que siendo titular de una concesión de explotación de hidrocarburos, o por otro título legal, extrae gas natural de yacimientos ubicados en el territorio nacional, disponiendo libremente del mismo.

Distribución: Responsable de abastecer a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente. Dividido por regiones y concesionado al sector privado. Hay 9 distribuidoras en el país y cada una de ellas tiene asignado un área de cobertura específico.

Trasporte: A cargo de las empresas Transportistas Privadas (TGN-TGS) que deben abastecer desde el punto de entrega del productor hasta las zonas de recepción de las distribuidoras el gas natural. Para ello, utilizan redes de gasoductos.

TGN: Transportadora de Gas del Norte S.A.

TGS: Transportadora de Gas del Sur S.A.