

OBSERVATORIO de la
**ACTUALIDAD ENERGÉTICA
INDUSTRIAL**



ABRIL 2020



ENERGÍA ELECTRICA

NOVEDADES MERCADO
MAYORISTA ENERGÍA
ELÉCTRICA

Comportamiento de la Demanda y Oferta del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

Durante el próximo período invernal del sector de energía eléctrica (Mayo-Octubre), el pronóstico normal que realiza CAMMESA se verá indudablemente afectado por la coyuntura actual de la emergencia sanitaria provocada por el Coronavirus.

Esto es así ya que desde el 20 de marzo que se decretó el aislamiento preventivo social obligatorio el comportamiento de la demanda total del MEM ha incurrido en una caída de casi el 22%.

		CUARENTENA		
MW medios - marzo	Dom 1 a Jue 19	Vier 20 a Dom 31	Caída MW	Caída %
DEMANDA DISTCO + RESTO	15399	12199	-3200	-20,8%
GU INDUSTRIAS	1507	957	-550	-36,5%
GU ALIMENTACION, COMERCIO y SERVICIOS	414	335	-78	-19,0%
GU PETRÓLEO y MINERALES	186	179	-7	-4,0%
GU GUMAs	2107	1471	-636	-30,2%
DEMANDA TOTAL	17507	13670	-3837	-21,9%

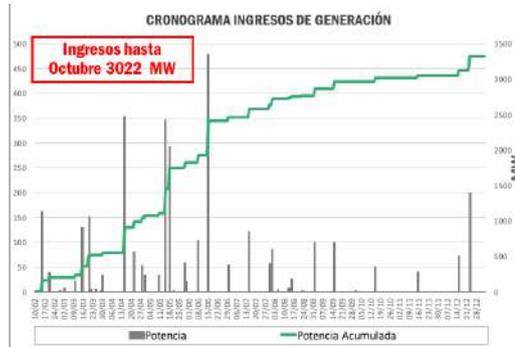
Fuente: CAMMESA

De acuerdo con lo relevado y publicado por CAMMESA, dentro del segmento de Grandes Usuarios Industriales (GU INDUSTRIAS) podemos resaltar una fuerte caída en actividades industriales de base como lo son la siderurgia, canteras, automotriz, papel y textil. Dicha tendencia se ve incentivada principalmente por paradas de planta debido a que la gran mayoría de industrias de los sectores mencionados no se encuentran excluidas del Aislamiento Obligatorio decretado. En segundo lugar, se observa una disminución importante en supermercados e industria alimenticia, las cuales siguen trabajando al encontrarse excluidas sus actividades de la restricción, pero afectadas por la disminución de consumo y circulación de personas en locales de venta y atención. Por último, las menores reducciones se registran en establecimientos relacionados al sector petrolero y mineral, ya que los mismos se encuentran operando de manera normal y con pocas fluctuaciones.

La demanda total del MEM ha caído casi un 22% como consecuencia de la Cuarentena Obligatoria.

Ahora bien, ¿qué se espera desde el lado de la oferta a pesar de la abrupta caída de la demanda? y ¿cuáles seguirán siendo las variables que afectan los costos de operación? Son las dos cuestiones que pasaremos a explayar en los siguientes párrafos.

Para el semestre invernal próximo gracias al incremento de generación hidroeléctrica y nuevas plantas de generación renovable, tendremos como consecuencia un menor uso de combustibles líquidos con respecto al año pasado, siempre y cuando no haya eventos inesperados o períodos de frío significativos.

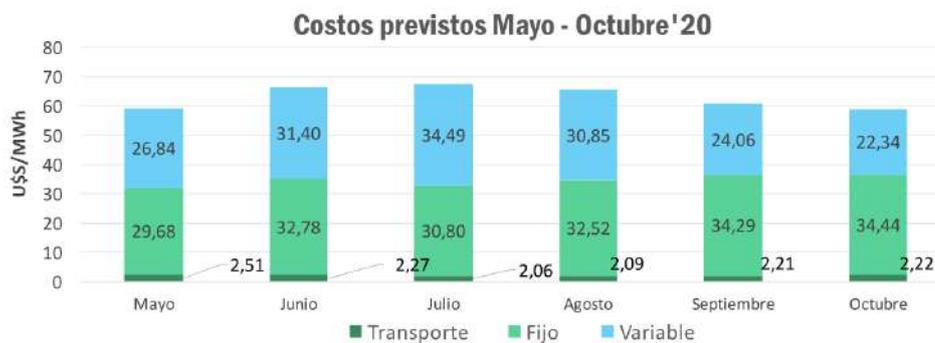


Tecnología	MW
Térmico	898
Biocombustible	102
Minihidro	14
Eólico	1376
Solar	632

Fuente: Programación Provisoria de Invierno CAMMESA

Como se puede apreciar en el gráfico, gracias a la inauguración de los parques eólicos y solares provenientes de las licitaciones “RenovAr”, tendremos un aumento significativo en las “energías verdes”. De esta manera, la generación renovable aumentará en el período bajo análisis del 5,9% en 2019 al 12,5% este año.

La contrapartida de este crecimiento será una disminución significativa en la generación térmica, que perderá casi el 8% de participación. La menor producción de energía con combustibles alternativos tendrá una baja importante, alrededor del 40%, suponiendo que el invierno no sea excesivamente frío. A su vez se mejora el consumo específico medio del sistema pasando de 1.870 a 1.670 kcal/kWh.



Fuente: Programación Provisoria de Invierno CAMMESA

Los costos de energía a los que habrá que enfrentarse tanto en el próximo invierno como a mediano plazo, estarían por encima de 65 USD/MWh en el trimestre más crudo del invierno (Junio, Julio y Agosto). Como se puede ver en el gráfico anterior, la mayoría de los gastos están asociados con costos variables (combustible para centrales térmicas, pago a generadores renovables y nucleares y operación y mantenimiento de generadores) que crecen en invierno como resultado del precio del gas y el uso, en mayor o menor medida, de combustibles líquidos.

En los meses más fríos, la menor necesidad de usar combustibles líquidos generará ahorros en el sistema con respecto a años anteriores, dado que los costos de combustibles líquidos duplican y triplican el precio del gas natural.

Composición del Gas previsto consumir		Gas Bolivia	GNL	Gas Firme	Gas Propio + Subasta	Valores Medios Totales
Volumen [MMm3/día]	may-20	6.0	1.5	4.0	29.1	40.7
	jun-20	5.9	5.0		25.4	36.3
	jul-20	5.8	6.9		22.6	35.3
	ago-20	5.9	5.3		28.5	39.8
	sep-20	6.0	0.5		31.4	38.0
	oct-20	8.4	0.2		24.0	32.7
Precio [U\$\$/MMBTU]	may-20	6.6	6.0	2.2	2.3	3.0
	jun-20	6.6	6.0		3.4	4.3
	jul-20	6.6	6.0		3.4	4.4
	ago-20	6.6	6.0		3.5	4.3
	sep-20	6.6	6.0		2.3	3.0
	oct-20	5.0	6.0		2.3	3.0

PRECIO DE GAS CONSUMIDO MEDIO PONDERADO

Costos de Combustibles Alternativos al gas considerados:

CM	146 U\$\$/Ton	(6.8 U\$\$/MM BTU)
FO	410 U\$\$/Ton	(10.5 U\$\$/MM BTU)
GO	438 U\$\$/m3	(12.9 U\$\$/MM BTU)

Fuente: Programación Provisoria de Invierno CAMMESA

En los meses menos invernales el costo promedio del sistema se mantendrá en torno a los 60 USD/MWh, debido principalmente a los altos cargos fijos de los diferentes contratos a largo plazo que, si no hay una reestructuración de los mismos, no disminuirán de los 30 USD/MWh. Esto significa que es difícil ver precios significativamente más bajos que

60 USD/MWh en el mediano plazo, incluso con gas natural a bajo precio o valores decrecientes para las energías renovables. Es importante resaltar que esta situación persiste a pesar de la reciente medida de pesificar la remuneración de generadores que inyectan su energía al mercado spot sin un marco contractual diferenciado.

Se estima que el Precio de la Energía ronde los 60 USD/MWh durante el próximo invierno con valores máximos por encima de los 65 USD/MWh en los meses más fríos (Junio, Julio y Agosto)

Finalmente, cabe remarcar la situación del mercado estacional con sus respectivos precios sancionados dado que impacta directamente en la compra de energía que realizan las distribuidoras para atender la demanda de los usuarios cautivos. En este aspecto se expone el siguiente cuadro en donde a partir del costo real de generación esperado del mercado spot, se puede apreciar el gap frente al precio estacional para distintos segmentos de usuarios.

VALORES SEMESTRE MAY - OCT'20

		Monómico [\$/MWh]			Transporte Vigente [\$/MWh]	Total [\$/MWh]	% Cobertura	
		Demanda [GWh]	Precio Energía [\$/MWh]	Potencia [\$/MWh]				
Resolución conjunta 1-E/2017	Ultra Electro Intensivo	1419	1267		132	1399	31%	59%
Costo Abastecimiento MEM	GUMA + GUME + AUT	10842	4294		174	4467	100%	
RESOL-SRRYME-14/2019	Grandes Usuarios ≥ 300KW	6905	2905	149	94	3147	70%	
	Demanda General - No Residencial	26438	2021			2263	51%	
	Demanda General - Residencial	19463	1760			2002	45%	

Fuente: Programación Provisoria de Invierno CAMMESA

Para el caso del segmento de grandes usuarios mayores o iguales a 300 kW, principalmente industrias, el desfase esperado asciende a un 30% con respecto al costo mayorista por lo que una vez que finalice la emergencia tarifaria, el gobierno deberá definir si seguirá subsidiando o establecer nuevos precios estacionales para eliminar la brecha mencionada.

Una vez concluido el plazo del congelamiento tarifario, el gobierno deberá decidir si mantiene los subsidios aplicados a los Precios Estacionales de Energía Eléctrica o si compensa el desfase existente que superaría el valor estimado del 30%.

El Coronavirus y los retos del Sector Energético

Ante el avance del coronavirus y su cuarentena obligatoria, nos recuerda lo indispensable que es la electricidad en la vida cotidiana; fundamentalmente, para los hospitales (ventiladores, respiradores, equipos de apoyo vital y otros equipos médicos), para la sociedad en general, para la actividad laboral y para la educación, en dónde ante situaciones de posibles interrupciones, vulnerabilidad o crisis de suministro, esta situación sería inmanejable.

Es por ello, que resulta fundamental que el servicio de energía eléctrica sea garantizado, tanto en los aspectos técnicos como administrativos. Consecuentemente, se enumera a continuación una serie de retos asociados a tal fin según lo publicado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID):

1)Garantizar un suministro eléctrico continuo, suficiente y de calidad en usuarios considerados “críticos” o prioritarios como lo son los centros de salud, proveedores de servicios públicos y establecimientos en donde se desarrollan actividades indispensables.

2)Garantizar la seguridad de los trabajadores necesarios y esenciales para la operación y mantenimiento de la red eléctrica.

3)Proveer mecanismos que garanticen la asequibilidad del servicio a la población vulnerable y a la población en general con ingresos afectados considerablemente por la pandemia.

4)Establecer una estrategia para garantizar la sustentabilidad financiera y operativa la cadena de valor del sector (generación, transmisión y distribución), considerando las pérdidas de ingresos que las empresas involucradas tendrán por la caída de la demanda y los retrasos o la falta de pagos por provisión del servicio.

Cabe destacar que algunos de los retos mencionados pueden perdurar en el mediano plazo por lo que la región tiene que prepararse para una recuperación lo más rápida posible; más aún, para aquellos sistemas que ya enfrentaban estas dificultades antes de la pandemia.

Desde el punto de vista técnico, las paradas en las cadenas de producción de materiales y la falta de recursos humanos para reactivar la economía, hará que sea necesario un esfuerzo significativo, para garantizar que la recuperación económica cuente con el suministro energético suficiente para facilitar el futuro desempeño social y productivo.

Asimismo, desde el punto de vista económico, es probable que muchas empresas del sector tengan problemas de liquidez como resultado de la caída de la demanda y la obligación de pagar contratos por oferta contratada en base firme. El impacto dependerá del papel del gobierno en garantizar los servicios de energía durante la crisis y de cómo los diseños de mercado distribuyen los riesgos de demanda entre los diferentes agentes del sector.

Además, las dificultades financieras esperadas para algunas agentes claves del sector, asociada con una baja de los precios de gas y petróleo, pueden generar incentivos para reducir las inversiones que causen menos impactos ambientales. A fin de que la recuperación sea sostenible ambientalmente, las inversiones en energías limpias mediante subastas y otros mecanismos tiene que ser considerada en la estrategia y retomada en el medio y largo plazo.



GAS

NATURAL

NOVEDADES MERCADO
MAYORISTA GAS

El martes 17 de marzo en el marco de la “Emergencia Pública” decretada, el presidente Dr. Alberto Fernández a través del Decreto N° 287/2020 dispuso la intervención del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) hasta el 31 de diciembre de 2020. El interventor designado es el bioquímico, Lic. Federico Bernal y deberá realizar una auditoría y revisión técnica, jurídica y económica que evalúe los aspectos regulados por la Ley de “Emergencia Publica” en materia energética.

La ley en cuestión establece que por un plazo de 180 días se debe mantener las **tarifas de electricidad y gas natural** que estén bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020.

El Interventor designado deberá realizar una auditoría y revisión técnica, jurídica y económica del sector y revisar los concursos de los actuales miembros del Directorio del ENARGAS.

El decreto dispone la suspensión de las funciones de los actuales miembros del Directorio del ENARGAS en sus cargos, sin goce de sueldo, a partir de la entrada en vigor del presente decreto y mientras dure la intervención.

El Presidente de la Nación ha designado como interventor del ENARGAS al Licenciado Federico Bernal a través del Decreto N° 287/2020.

El Interventor deberá, en un plazo de 180 días, iniciar el procedimiento de revisión de los concursos

de los actuales miembros del Directorio del ENARGAS y en caso de que resuelva su anulación, o si hubiese concluido el plazo de mandato de alguno de ellos, deberá iniciar el proceso de selección de quienes los reemplazarán, de acuerdo con los términos previstos en el artículo 54 y subsiguientes de la Ley N° 24.076.

PRIMERAS MEDIDAS

A través de la Resolución N° 2/2020, el ENARGAS estableció que mientras se mantenga el aislamiento social, las prestadoras del servicio público de distribución deberán suspender totalmente la atención presencial en oficinas comerciales y reforzar las medidas adoptadas que permitan continuar con la atención a los usuarios a través de los canales no presenciales.

Contratos de Gas Natural para usuarios industriales

Para buen entendimiento del lector, se adiciona primero una breve introducción.

El mercado de gas en Argentina presenta un funcionamiento en base anual con dos períodos estacionales claramente marcados:

- Invierno (Mayo – Septiembre): Período con notable incremento del consumo de gas residencial con la consecuente tendencia al alza en los precios por la escasez del producto.
- Verano (Octubre -Abril): Período donde la demanda se reduce sensiblemente registrándose también los precios más bajos como consecuencia de la abundancia de oferta.

Dentro de este mercado, hay 3 grandes actores que se llevan gran parte del consumo de gas: el **consumo residencial**, los **consumidores industriales y comerciales** y los **generadores térmicos**, que usan gas natural para generar energía eléctrica.

Los **generadores representan aproximadamente un tercio del consumo de gas del país**, y desde la llegada de la nueva administración nacional, ya no son los generadores quienes compran el gas (con pocas excepciones vinculadas a Energía Plus y Res SE 21/2016). Ahora **es CAMMESA quien compra el gas para generación térmica**, a través de subastas donde productores y comercializadores ofertan volúmenes y precios, para cada una de las Cuencas del país y se distribuye el recurso entre los distintos generadores del MEM alcanzados.

En extrema competencia, las petroleras pujaron por colocar su producto a toda costa en la subasta con CAMMESA como contraparte. A raíz de esto, Los precios del gas natural obtenidos, y que se utilizarán en la generación eléctrica, serán en **Abril 25% más baratos que en Marzo** y ayudarán al Estado a **ahorrar decenas de millones de dólares en subsidios en energía eléctrica**.

Los precios del gas natural para generación obtenidos en la licitación del mes de Abril presentan una reducción del 25%.

A través de la subasta realizada mediante el Mercado Electrónico de Gas (Megsa), las petroleras ofrecieron **88,2 MMm3/d** (millones de metros cúbicos diarios) a un precio promedio ponderado de **1,76 USD/MMBTU** (dólares por millón de BTU) en boca de pozo, lo que resulta en USD 2,22 pues-

tos en el anillo del Gran Buenos Aires (GBA).

En marzo pasado, los precios promedio fueron de **2,35 USD/MMBTU** en boca de pozo y de 2,83 USD/MMBTU en GBA, según datos recopilados por fuentes del mercado.

Según las cláusulas que determinó CAMMESA, las petroleras tendrán un Deliver or Pay (DOP; entregar o pagar) del 30% del volumen total ofertado, por lo que las centrales termoeléctricas ya se aseguraron un mínimo de **26,4 MMm3/día** de gas natural. Además, al obtener tan barato el gas, CAMMESA podrá bajar los costos medios de la generación eléctrica, **que en un 60% depende de ese producto como insumo.**

En referencia al sector asociado a las Distribuidoras de Gas, los contratos entre productoras de gas y distribuidoras para la provisión del fluido a hogares y comercios vencen el 31 de marzo y el Gobierno tiene la decisión de prorrogarlos por, al menos, un mes.

El precio que se pague por el gas para generación, tiene incidencia en el costo total de abastecimiento del sistema eléctrico.

El tema se está hablando en las mesas de petroleras (con YPF, Total Austral, Pan American Energy y Tecpetrol a la cabeza), distribuidoras (Metrogas, Naturgy, Camuzzi y Ecogas, entre otras) y la secretaría de Energía, pero a pocos días para cumplirse el plazo, **no hay aún acuerdo sobre cómo renovar los contratos.**

Desde el gobierno se limitaron a comentar que “no hay nada cerrado, pero lo más firme en este momento es que se irá a una

prórroga entre ellos (productoras y distribuidoras), al menos de un mes, para seguir evaluando lo de las subastas”.

Esas licitaciones que están siendo analizadas desde la administración nacional contemplan las siguientes cuestiones: modalidad de abastecimiento firme para que distribuidoras y generadoras eléctricas se aseguren gas durante 3 ó 4 años, al tiempo en que las petroleras garantizan una demanda local de mediano plazo.

Pero...

Las petroleras piden nuevos contratos con las distribuidoras para vender gas. Esta solicitud se origina en que los contratos que dominaron la relación desde el 1° de abril de 2019 fueron obtenidos mediante subastas en febrero del año pasado, con un precio promedio ponderado de 4,62 USD/MMBTU, que se pesificaron a un tipo de cambio de \$ 41 por dólar, que fue el promedio de las cotizaciones de los primeros 15 días de marzo 2019.

Las sucesivas devaluaciones de la moneda argentina determinaron que hoy las productoras cobren menos de 3 USD/MMBTU por el gas, un valor que no repaga las nuevas inversiones para seguir perforando según su criterio.

El Gobierno tendría la intención de prorrogar los contratos al menos un mes más, a su vez las productoras reclaman nuevos contratos, y por su lado las distribuidoras suponen que la extensión será por 3 o 6 meses.

La única certeza por el momento es que el problema que se avizora es que una parte de la cadena

deberá asumir a pérdida la prestación del servicio. Las petroleras si es que se prorrogan los contratos a estos valores vigentes o las distribuidoras si deben volver a comprar el gas a 4,62 USD/MMBTU en promedio, sin poder traspasar sus mayores costos a las facturas que envían a sus clientes.

Con un precio promedio ponderado de 4,62 USD/MMBTU, que se pesificaron a un tipo de cambio de 41 \$/USD (Febrero 2019), hoy las productoras cobran menos de 3 USD/MMBTU por el gas.

Finalmente, con respecto al tercer gran actor, los contratos de gas con los productores y comercializadores **vencen el próximo 30 de Abril**, y al día de la fecha no ha habido señales que vaya a haber algún tipo de intervención por parte del estado en la extensión de los mismos.

En este sentido, tanto **productores y comercializadores como Grandes Usuarios de Gas Natural ya comenzaron con los procesos licitatorios** y recepción de ofertas para realizar la renovación de los contratos de abastecimiento y asegurar de esta manera el abastecimiento con el menor impacto económico posible.

Todo esto se encuentra marcado por un panorama caracterizado por una demanda industrial que difícilmente supere a la del año pasado debido a que no existen en la actualidad nuevos proyectos industriales y los vigentes se encuentran en su mayoría con un bajo nivel de productividad acrecentado por el Aislamiento Obligatorio decretado por el Presidente de la Nación. Como consecuencia, **se estima un consumo industrial con tendencia a la baja.**

Adicionalmente, el panorama se complejiza considerando los bajos precios licitados para el segmento de Generación de Energía Eléctrica que ya se ha mencionado anteriormente debido a que los mismos no son sostenibles en el tiempo ni aplicables al sector industrial ya que no repaga inversiones ni fomenta del desarrollo de nuevos puntos de extracción. A su vez, se debe tener en cuenta la baja en la **producción de Vaca Muerta, la cual registra una desaceleración del orden del 30%.**

Traduciendo los aspectos mencionados y dependiendo de la ubicación del usuario, el tipo de producto/servicio que el usuario solicite y de la magnitud del consumo, se estima que los precios ofertados tengan una **baja de aproximadamente un 5% y 15%** con respecto a los precios de cierre del año pasado.



Glosario

ENERGÍA ELÉCTRICA

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.