

OBSERVATORIO de la
**ACTUALIDAD ENERGÉTICA
INDUSTRIAL**



DICIEMBRE 2020



ENERGÍA ELECTRICA

ANÁLISIS DE
VULNERABILIDAD
ENERGÍA ELÉCTRICA

A medida que se aproxima el próximo período de verano, momento en donde tienden a registrarse las mayores solicitudes del sistema eléctrico como consecuencia de los registros de picos de demanda, resulta importante que todos los usuarios finales conozcan el riesgo de potenciales eventos que tenderían a ocasionar cortes en el suministro de electricidad de distintas magnitudes. Por lo tanto, para poder conocer la condición del Sistema Interconectado, resulta importante saber que

el usuario demandante es el último eslabón de la cadena de valor que lo constituye, de manera tal que cualquier inconveniente relevante en los demás componentes traería consigo consecuencias en el desenvolvimiento del usuario y del resto del conjunto. Es por ello que, para conocer el estado de vulnerabilidad del usuario y planificar un eventual plan de contingencia, es fundamental evaluar el estado de cada uno de los eslabones restantes que son la Generación, Transporte y Distribución.

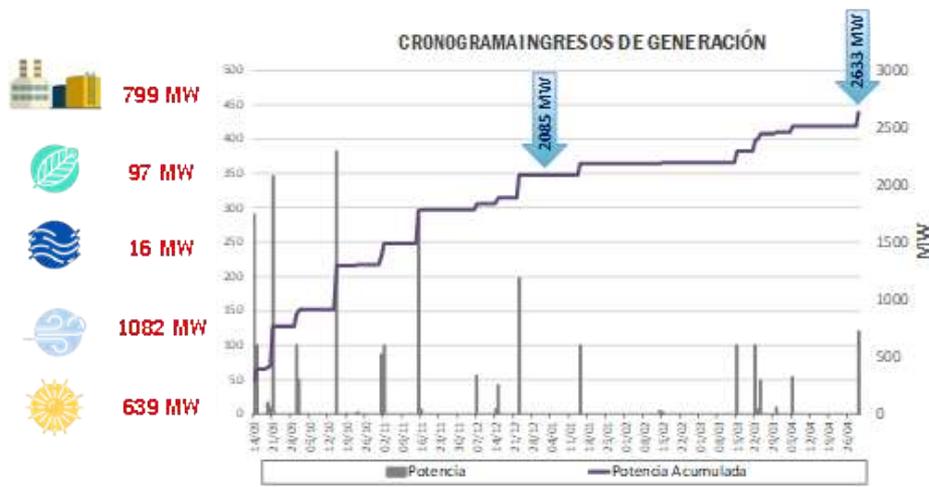
Generación

Como es de público conocimiento, en los últimos años se ha desarrollado una importante expansión de la matriz de generación de energía en Argentina mediante la ampliación del conjunto térmico con una fuerte inserción de energía renovables. La rápida inserción de nueva oferta de generación térmica y renovable fue apalancada a través de incentivos (remuneraciones en dólares) e impulsada mediante licitaciones públicas (licitaciones plan RenovAr, Resolución SEE N°287/2017, Resolución N°21/2016, etc.).



Dicho proceso junto con una demanda con tendencia decreciente (impacto derivado de incrementos tarifarios), permitió salir del déficit operativo de reservas y declarar la salida de la emergencia eléctrica decretada en el año 2015.

Complementariamente, según la última Programación Estacional de CAMMESA, se prevé el ingreso de 2.633 MW instalados adicionales al mes de Abril de 2021 (799 MW de generación térmica convencional, 87 MW de generación térmica renovable, 1.082 MW de energía eólica, 639 MW de energía solar y 16 MW de energía mini-hidráulica).



Paralelamente, cabe destacar que se ha conformado un nuevo esquema de trabajo en la Secretaría de Energía (hoy, bajo la órbita del Ministerio de Economía) que tendrá como función, entre otros aspectos, revisar los proyectos de generación con contratos firmados que aún no han entrado en operación comercial con el fin de realizar un seguimiento y evaluar la posibilidad de ejecutar cláusulas de incumplimiento o rescindir los acuerdos en cuestión para poder de esta manera liberar cupos de potencia disponible a instalar para que sean ocupados por otros potenciales proyectos

Bajo este panorama, en la medida que la demanda no retome tasas positivas de variación, es prematuro hablar de escasez de generación considerando el nivel de potencia instalada actual, cantidad de reservas operativas y los ingresos importantes del programa RenovAr y potencia térmica de la última licitación realizada en 2017.

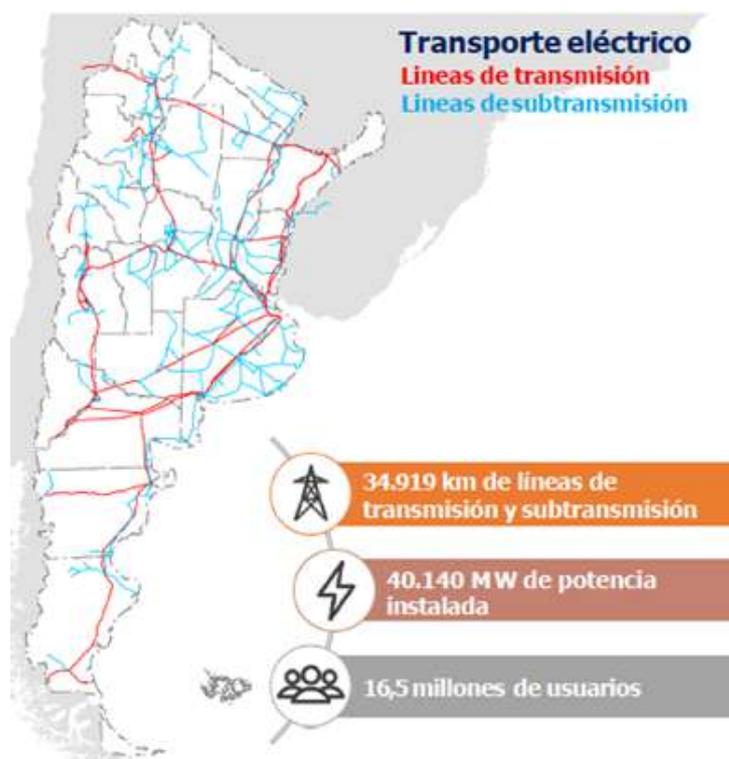
Transporte

La gran inserción de generación térmica y renovable a la que nos hemos referido anteriormente ha sido posible gracias al notable crecimiento experimentado por el Sistema de Transporte en Alta Tensión a partir del año 2005, debido fundamentalmente a la ejecución del Plan Federal de Transporte en 500 kV. La ejecución de dicho Plan Federal ha permitido conferirle al SADI (Sistema Argentino de Interconexión) una mayor estabilidad y mejorar las condiciones de abastecimiento de la creciente demanda. Este Plan fue llevado adelante básicamente sin aportes directos de la demanda.

Sin embargo, la Argentina no construye infraestructura eléctrica de relevancia desde fines de 2015, fecha en la que se paralizaron las obras de Expansión en ejecución del PLAN FEDERAL II de Redes Eléctricas en 132 kV en distintas regiones del país. Por lo tanto, si no se comienzan a planificar y ejecutar obras de expan-

sión del sistema en 500 kV, 132 kV y en estaciones transformadoras de diversas provincias, dichas cuestiones serán críticas para poder habilitar en el futuro ampliaciones en el parque de generación térmica y renovable y para poder mejorar la calidad de servicio de los usuarios, evitando adicionalmente cortes por saturación del sistema y del equipamiento involucrado.

Es por ello que, con el fin de volver a dar curso a nuevas obras, se ha elaborado un nuevo Plan Federal Quinquenal de expansión de Redes Eléctricas (PLAN FEDERAL III). De los estudios eléctricos de flujo y estabilidad surgen en un principio tres zonas que son las más comprometidas y cuentan con nivel de prioridad I (Urgentes e Imprescindibles). El objetivo de los proyectos es dar solución integral a estas zonas y realizar las obras con un horizonte de 35 años de estabilidad y confiabilidad del sistema:



-Región AMBA I: el objetivo del proyecto es redistribuir el ingreso de energía a la zona de grandes consumos del cordón industrial desde La Plata a Campana, asegurar el abastecimiento a EDENOR y EDESUR, mejorar la distribución de las grandes distribuidoras del AMBA y aumentar la capacidad de recibir energía desde el interior.

-Región Patagónica: las obras son imprescindibles para poder transportar toda la energía generada con las centrales eólicas en la región y la energía hidráulica de las represas de Santa Cruz.

-Región La Rioja: Estas obras son imprescindibles para la seguridad del sistema desde La Rioja al sistema Cuyano, logrando mantener un sistema anillado y seguro.

Adicionalmente, se deben efectuar obras con nivel de prioridad II (Obras Necesarias), que se detallan brevemente a continuación:

-Región de Misiones: La zona noreste de la provincia cuenta con un servicio precario debido a la falta de generación local, dependiendo exclusivamente de las disponibilidades de la ET Posadas y de largas líneas de interconexión.

-Región centro y Noroeste de la provincia de Buenos Aires: La región carece de energía confiable y las industrias allí instaladas deben recurrir en muchos casos a la autogeneración debido a las condiciones de confiabilidad y servicio de la prestación. Por otro lado, el centro neurálgico de la industria agrícola se encuentra en la zona noroeste de la Provincia de Buenos Aires, suroeste de

Santa Fe y sureste de Córdoba y las líneas de abastecimiento de las distribuidoras establecen un sistema ineficaz e inseguro.

-Región AMBA II: Se deben ejecutar en concordancia con el Plan de Ampliación de EDENOR Zona Norte, siendo estas obras fundamentales para garantizar la calidad y confiabilidad del servicio.

Por último, se encuentran las obras englobadas dentro del nivel de prioridad III (Obras de desarrollo) que se resumen a continuación:

-Región Sur y Noroeste (segunda etapa) de la provincia de Buenos Aires: Tienen como fin garantizar la seguridad en el transporte y evitar la formación de un cuello de botella por la transmisión de la energía generada en el sur y oeste de la Patagonia. Para el caso de la región noroeste de la provincia, las obras tienden a complementar las obras de la etapa I.

-Región NOA-NEA: El Subsistema del NOA – NEA, ante un eventual incremento de demanda, requiere mejorar la potencia reactiva del mismo al igual que facilitar cualquier intercambio de energía con Brasil.

Las obras proyectadas en niveles de 500 kV involucran inversiones que rondarían los U\$S 3.600 millones en un período de 15 años.

Adicionalmente, como se ha evaluado que hacer llegar la energía hasta los grandes centros de carga mediante Subestaciones de la red de 500 kV no es suficiente, se tienen en planes obras en niveles de 132 kV en el interior del país apuntadas a acompañar el crecimiento de las demandas localizadas en

cada jurisdicción, o a mejorar las condiciones de calidad y seguridad con que son abastecidas. La selección de este conjunto de obras ha sido desarrollada por los técnicos del Consejo Federal de la Energía Eléctrica, partiendo de la información recibida de las Provincias, identificándose un conjunto de 26 obras ubicadas en 22 Provincias. El importe de la inversión prevista se ha presupuestado en U\$S 1.186 millones.

Paralelamente, y para completar el panorama, en la Provincia de Buenos Aires también se tiene un plan de obras que está diseñado para complementar aquellas incluidas en el párrafo anterior en niveles de 132 kV con sus corres-

pondientes estaciones transformadoras y obras necesarias. En tal sentido, se está compatibilizando el Plan de Obras de la Secretaría de Energía de la Nación con la Secretaría de Energía de la Provincia de Buenos Aires con el propósito de acordar prioridades e inversiones. Dichas obras, adicionalmente, tienen impacto directo en las provincias circundantes. La suma total de inversiones se resume en U\$S 699,5 millones.

A modo de resumen, se agrega a continuación una tabla sintética con las obras mencionadas en este apartado en niveles de 500 kV y 132 kV:

N ETAPA	PLAN	PRIORIDAD	US\$
1	GRUPO I SISTEMA AMBA 1 (500 Kv)	1	690.202.269,00
2	GRUPO II PROVINCIAS ARGENTINAS 1 (500 kV)	1	706.693.572,00
3	GRUPO III PROVINCIAS ARGENTINAS 2 (132 Kv)	1	1.186.212.291,72
4	GRUPO IV SISTEMA AMBA 2 (500 kV)	2	376.031.084,00
5	GRUPO II PROVINCIAS ARGENTINAS 1 (500 kV)	2	1.136.858.877,00
6	GRUPO II PROVINCIAS ARGENTINAS 1 (500 kV)	3	688.771.193,00
7	GRUPO V PROVINCIA BUENOS AIRES 2 (132 kV)	3	699.500.000,00
TOTAL PLAN OBRAS ELÉCTRICAS			5.484.269.286,72

Como consecuencia, como puede observarse, el plan integral contempla obras en prácticamente todo el país y deberán ejecutarse en conjunto obras en niveles de 500 kV y 132 kV fundamentalmente. Dichas obras, por supuesto, deberán ser acompañadas por los respectivos planes a desarrollar por cada distribuidor en su respectiva zona de concesión. Consecuentemente, el plan integral de obras de expansión del sistema de transporte tiende a alcanzar un presupuesto estimado de U\$S 5.500 millones.

Resulta importante conocer el estado del sistema en toda su extensión ya que, al estar constituido por una red mallada, cualquier perturbación que se genere en un punto puede traer consigo efectos en el resto del sistema o en sus cercanías.

Adicionalmente, puede observarse que los planes de desarrollos de obras en el sistema de transporte requieren de un nivel de inversión elevado y de plazos considerables ya sea para su puesta en marcha como para su ejecución.

Todas estas consideraciones nos permiten inferir que, en el próximo verano y eventualmente en el posterior, existen elevadas posibilidades de que se presenten restricciones/cortes en el suministro por saturación del sistema en las zonas críticas debido a la cercanía temporal del período y la escasa capacidad de maniobra. Fundamentalmente, los problemas podrían presentarse en las redes de 132 kV y en la capacidad de transformación de las estaciones asociadas.

Distribución

Para dar un marco conceptual al presente apartado, se debe mencionar que el congelamiento tarifario vigente hasta fin de año ha hecho que se produzca una paralización de obras de inversión por parte de las distribuidoras de todo el país asociadas a la adecuación y mantenimiento del sistema de Media Tensión (33 kV y 13,2 kV). Puntualmente, EPE SF no actualiza su cuadro tarifario desde el mes de Febrero de 2019 (última actualización). A su vez, dicho panorama se ha visto agravado por el impacto de la pandemia por la consecuente caída en los índices de cobrabilidad de las empresas distribuidoras (Valor Agregado de Distribución).

Complementariamente, las medidas de aislamiento y restricción de circulación han afectado el normal desenvolvimiento de las cuadrillas encargadas de mantener el sistema y de dar curso a las obras de mantenimiento programadas. Se recuerda que el personal involucrado para efectuar trabajos en niveles de Media Tensión (y eventualmente en Alta Tensión) se encuentra especial-

mente calificado para tales tareas, de manera tal que la desafectación del personal con el fin de cumplir con las medidas preventivas decretadas o por cuestiones de salud hacen aún más difícil el desarrollo de dichas actividades debido a la dificultad de buscar reemplazantes.

Por el lado de la demanda, en base a su desenvolvimiento durante el invierno, se estima un consumo residencial extra-tendencial debido a que las personas se mantendrían la mayor parte del tiempo en sus hogares (fomentado por el "Home Office" y las restricciones aplicadas a la circulación) haciendo un mayor uso de equipamiento de climatización o con un grado de simultaneidad importante. Adicionalmente, se baraja la posibilidad de que locales comerciales, oficinas y locales gastronómicos deban climatizar sus espacios interiores con puertas y ventanas abiertas, lo que traería consigo una mayor exigencia de los equipos involucrados (mayor consumo asociado al sector comercial siempre y cuando no se apliquen mayores

restricciones a su actividad o se prohíba el uso de equipos de climatización o acondicionadores de aire en dichos espacios).

Según información publicada por CAMMESA, en la región del Litoral la demanda del MEM en la segunda semana hábil del mes de noviembre se encuentra un 20% por debajo de la demanda registrada en la semana hábil previa al inicio de la cuarentena. Puntualmente, los usuarios de la distribuidora se encuentran un 23% por debajo del nivel de demanda previo al inicio de la cuarentena,

mientras que los Grandes Usuarios Mayores (GUMAs) y Autogeneradores se encuentran un 1% por debajo. Se estima que dicha tendencia se mantendrá en los próximos meses.

Los usuarios residenciales y comerciales/pequeñas industrias representan el 62% de la demanda total del MEM en la Región del Litoral, por lo que su comportamiento determinará fuertemente el desempeño del sistema en el período de verano, época del año en donde tienden a incrementar su demanda estacional hasta alcanzar el pico de consumo anual.

Es base a lo planteado anteriormente, se estima que el sistema de distribución tienda a verse afectado ante el incremento de demanda estimado y traer consigo cortes de suministro a usuarios finales con el fin de garantizar la seguridad del sistema y de sus equipos con el fin de evitar una eventual sobrecarga de las instalaciones.

Matriz de Riesgos

A modo de resumen, se ha desarrollado un panorama general del estado de los tres eslabones que componen la cadena de valor del Mercado Eléctrico. En base a los aspectos fundamentales planteados y principales objetivos propuestos con el fin de garantizar un suministro con la menor cantidad de perturbaciones y de la forma más eficiente posible, podemos definir en forma concisa 3 grandes riesgos que nos permitirán conformar la matriz de análisis de riesgo para el año 2021:

-Riesgo Mercado: probables eventos que impliquen afrontar dificultades físicas o de despacho en función de la matriz de generación proyectada considerando la oferta disponible.

-Riesgo Económico: posibles contingencias que pueden provocar pérdidas de valor por exposición a ciertas variables que por su condición son sensibles a fluctuaciones de tipo económico.

-Riesgo Regulatorio: contingencias de tipo normativa procedentes de entes gubernamentales que conlleven impactos ya sea en la definición de reglas de funcionamiento del mercado, intervención con propósitos de incentivar/desincentivar desempeño de los distintos participantes del sector como así también regulación específica para el sector de transporte y distribución

Matriz de Análisis de Riesgos Abastecimiento EE			
Riesgo	Generación	Transporte	Distribución
Mercado	Incremento de la demanda por encima de los valores esperados, superando los niveles de reserva disponibles para cubrir picos de demanda Aumento en la indisponibilidad de potencia instalada	Saturación del sistema de transporte/distribución en el período de verano por mayores consumos. Incertidumbre finalización obras importantes de ampliación del sistema de transporte/distribución en niveles de tensión de 132 kV, 33 kV y 13,2 kV preferentemente. Proyectos de ampliación del sistema de transporte/distribución requiere de altos niveles de inversión y de prolongados tiempos de adjudicación y ejecución.	
	Impacto desfavorable de la pandemia en proyectos de inversión (Proyectos RenovAr y térmicos adjudicados en ejecución o proyectados)		Congelamiento tarifario vigente ha traído consigo la paralización/reducción de obras de expansión del sistema de distribución. Las medidas de aislamiento han afectado el normal desenvolvimiento de las cuadrillas encargadas de mantener el sistema y de dar curso a las obras de mantenimiento programadas.
Economico	Impacto devaluación en contratos dolarizados		Incrementos tarifarios por encima de la inflación
	Subsidio al precio de venta de energía focalizado a usuarios integrados de la distribuidora (Mercado Estacional)	Creación de Fondos para financiar nuevas obras de expansión del sistema de transporte.	
	Actualización de precios de remuneración a generadores del mercado SPOT		Actualización de tarifas de distribución Post Congelamiento (aplicación de incrementos retroactivos).
Regulatorio	Incrementos de cargas impositivas actuales	Actualización de cargos de transporte por encima de la inflación	
	Potestad normativa Secretaria de Energía direccionamiento subsidio Modificaciones normativas que tiendan a cambiar las reglas del despacho de generadores eléctricos y formas de remuneración	Modificaciones normativas que tiendan a variar la metodología de facturación de cargos de transporte a los usuarios.	Incertidumbre mecanismo de implementación nueva Revisión Tarifaria Integral

Mediante la matriz expuesta anteriormente, considerando el panorama actual y previsto para el futuro cercano, los usuarios pueden ponderar los riesgos con mayor probabilidad de ocurrencia (fundamentalmente en el próximo verano) con el fin de tomar acciones de carácter preventivo o que permitan atenuar cualquier impacto.

Es por ello que, se recomienda al usuario encontrarse a la expectativa de novedades en cuanto a planes y normativas en maduración y evaluar paralelamente la composición de su matriz energética con el fin de observar potenciales puntos de vulnerabilidad para poder de esta manera actuar de manera proactiva y elaborar planes de contingencia que consideren respaldos a su suministro energético con la posterior planificación y fijación de criterios. Una vez hecho esto, deberán evaluar las alternativas de solución en función a los costos asociados, logística y disponibilidad con vistas a asegurar el abastecimiento.



GAS

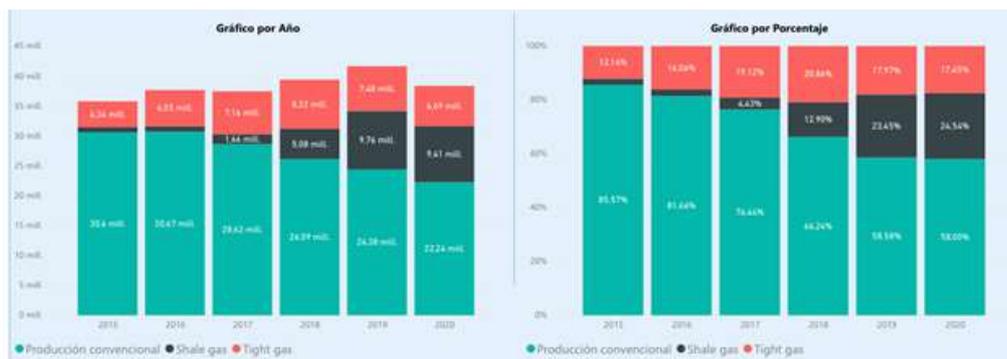
NATURAL

ANÁLISIS VULNERABILIDAD
GAS NATURAL

Tras la publicación reciente del Decreto PEN N° 892/2020 que crea un nuevo programa de estímulo a la producción de gas natural denominado “Plan Gas.Ar”, comienza una nueva etapa que tratará de eliminar la elevada incertidumbre regulatoria para el desarrollo de la producción en las cuencas activas de nuestro país.

Con un escenario de base afectado por la pandemia del COVID-19, con menores insumos en sector de refinación de petróleo y una presión adicional sobre la sustentabilidad en el suministro de gas natural, las herramientas regulatorias actuales para incentivar el sector del petróleo con un precio sostén de 45 USD/bl y en gas natural de 3,21 USD/MMBTU (precio máximo según decreto antes mencionado), pueden ser suficientes para evitar un recorte en la producción pero insuficiente para sostener desarrollos más grandes que requieren nuevas actividades de perforación e infraestructura asociada.

Dada la fuerte estacionalidad del consumo que presenta nuestro país ligado al comportamiento residencial en los meses de invierno (notoriamente desde junio a agosto), nos encontramos frente a una señal de riesgo de escasez importante que surge de los últimos datos disponibles en Secretaría de Energía en donde los productores han reducido su producción en unos 10,7 millones de m³/d comparando el período enero-octubre 2020 con el período homólogo del año pasado, donde aproximadamente la mitad de esta reducción de producción de activos se registra en Cuenca Neuquina.



Producción total por año y por porcentaje período enero-octubre - Fuente: Secretaría de Energía

Los productores han reducido su producción en unos 10,7 millones de m³/d comparando el período enero-octubre 2020 con el período homólogo del año pasado, donde aproximadamente la mitad de esta reducción de producción de activos se registra en Cuenca Neuquina.

Esta situación hace que las importaciones adicionales de GNL para el próximo invierno sigan siendo una solución posible para complementar el suministro interno. El volumen y la permanencia de estas importaciones de GNL dependerá de la sostenibilidad de los niveles de suministro interno y de la renovación del acuerdo con Bolivia que debiera darse antes de fin de año.

Con el nuevo esquema de incentivo para el gas, el gobierno posiblemente pueda evitar un fuerte recorte en la producción; sin embargo, no es probable que estimule lo suficiente como para que los productores aumenten la producción como lo han hecho con los planes de subvenciones anteriores. El actual subsidio al gas se encuentra en un buen nivel relativo, dados los mínimos de los referentes internacionales durante los últimos tres meses, pero es mucho menor que lo ofrecido en planes anteriores, que alcanzaron valores tan altos como 7,5 USD/MMBTu para la nueva producción.

En dirección al nuevo esquema de abastecimiento para el período 2021-2024, podemos mencionar brevemente que se planea gastar más de US\$ 5 mil millones durante los próximos cuatro años como parte de una nueva iniciativa gubernamental para apoyar al sector y desarrollar las prolíficas reservas de esquisto de Vaca Muerta.

El esquema apunta a reducir las importaciones de gas en 16,7 millones de m³/d hasta el 2023, aliviando la balanza comercial y mejorando la garantía de suministro.

El gobierno planea gastar US\$ 1,490 millones en el plan de subsidio de gas en 2021 y luego más de US\$ 1 billón por año hasta 2025. La producción de gas base de 70 millones de m³/d destinada a demanda prioritaria y CAMMESA recibirá un subsidio, aunque el gobierno solo cubrirá la diferencia entre el precio realizado cuando se subaste el gas y un precio máximo de 3,21 USD/MMBTu.

Con el nuevo esquema de incentivo para el gas, el gobierno posiblemente pueda evitar un fuerte recorte en la producción; sin embargo, no es probable que estimule lo suficiente como para que los productores aumenten la producción como lo han hecho con los planes de subvenciones anteriores.

Ahora bien, es importante mencionar que dentro del nuevo plan se hace mención a la posibilidad de exportación por fuera del período invernal sobre una infraestructura conocida pero el incentivo definitivo para crecer y sostener el suministro de gas natural aún requiere mayores esfuerzos, desde pensar en la construcción de un nuevo gasoducto que abastezca los principales centros de consumos, amplifique las exportaciones a Brasil y Chile e incluso compense los déficits de producción de otras cuencas, ejemplo Norte, hasta la construcción una nueva terminal de exportación de GNL a gran escala.



Proyecto Nuevo Gasoducto Argentino - Fuente: TGS

El desafío es obtener financiamiento para proyectos tan grandes e intensivos en capital en un contexto marcado por la volatilidad económica. En el caso de exportación, YPF se encuentra estudiando la construcción de una terminal de GNL, pero el trabajo aún se encuentra en una etapa muy temprana y en gran parte en espera.



Proyectos de Licuefacción - Fuente: TGS

Sin embargo, hasta que el país tenga una mejor capacidad de exportación, será un desafío aumentar notablemente la producción, y si bien incluso las grandes compañías internacionales como Chevron, Exxonmobil y Shell tienen participación en la formación de Vaca Muerta, las limitaciones de la demanda interna obstaculizan la inversión y, hasta que se resuelva el problema, es poco probable que el sector de no convencionales alcance su verdadero potencial.

Dentro del nuevo plan se hace mención a la posibilidad de exportación por fuera del período invernal pero el incentivo definitivo para crecer y sostener el suministro de gas natural aún requiere mayores esfuerzos, desde pensar en la construcción de un nuevo gasoducto hasta la construcción una nueva terminal de exportación de GNL a gran escala

Matriz de Riesgos

Dada la realidad física del sistema gasífero que aún debe brindar soluciones que requieren tiempos de implementación de largo plazo, esto se confronta con necesidades que se deben atender en el corto plazo. Por lo tanto, los distintos segmentos de usuarios pueden verse afectados con impacto en tarifas, precios que se negocian a nivel mayorista, en garantía de suministro y/o en intervención regulatoria con motivos de alterar las prioridades de suministro.

Es por ello que en el siguiente análisis se tratará de evaluar los diferentes riesgos a los que se expondría la industria, particularmente frente a las nuevas variables que entran en juego en el sector de producción y a su vez en el segmento regulado de transporte y distribución, para poder identificar las amenazas fuertes y débiles.

El análisis industrial abarca los tres eslabones de la cadena comercial como lo son el gas boca de pozo y los segmentos regulados de transporte y distribución.

Por otro lado se definen en forma concisa 3 grandes riesgos que nos permitirán conformar la matriz de análisis de riesgo para el año 2021:

-Riesgo Mercado: probables eventos que impliquen afrontar dificultades en el suministro dada la oferta disponible y posible competencia entre distintos segmentos de usuarios.

-Riesgo Económico: posibles contingencias que pueden provocar pérdidas de valor por exposición a ciertas variables que por su condición son sensibles a fluctuaciones de tipo económico.

-Riesgo Regulatorio: contingencias de tipo normativa procedentes de entes gubernamentales que conlleven impactos ya sea en la definición de reglas de funcionamiento del mercado, intervención con propósitos de incentivar/desincentivar desempeño de los distintos participantes del sector como así también regulación específica para el sector de transporte y distribución

Matriz de Análisis de Riesgos Abastecimiento GN			
Riesgo	Gas Boca de Pozo	Transporte	Distribución
Mercado	Baja disponibilidad gas en invierno para asegurar suministro demanda prioritaria + centrales térmicas	Saturación transporte/distribución firme en periodo invernal por mayor consumo demanda prioritaria	
	Redireccionamientos ante problemas abastecimiento gas de importación	Incertidumbre finalización obras importantes de ampliación de gasoductos troncales y ramales distribución ej GNEA	
	Impacto desfavorable pandemia en proyectos de inversión sobretodo en gas de esquisto	Proyectos de ampliación desde cuenca neuquina requiere largo plazo de terminación	
	Agregación demanda GNC en compulsa por gas firme	Baja disponibilidad peaking invernal por mayor demanda prioritaria	
Economico	Impacto devaluación en contratos dolarizados	Incrementos tarifarios por encima de la inflación	
	Posicionamiento fuerte de oferentes para recuperar en un 40% valor comercialización		
	Subsidio focalizado a demanda prioritaria y CAMMESA	Falta de adecuación tarifaria impacta en patrimonio netos sin descuidar por el momento la prestación segura del servicio	
	Incrementos de cargas impositivas actuales		
Regulatorio	Potestad normativa Secretaria de Energia direccionamiento subsidio	Incertidumbre mecanismo de implementación nueva Revisión Tarifaria Integral	
	Nivel de adhesión productores gas por cambios recurrentes en planes de incentivos		

Si bien el año 2020 ha sido singular por la aparición de nuevas dificultades, la industria en particular puede, a partir de la matriz expuesta, ponderar los riesgos más visibles asociados en este caso al abastecimiento del próximo invierno tomando las acciones a nivel contractual con el debido soporte de inteligencia de mercado.

Esto se debe a que, si discernimos de la situación descrita anteriormente, cuyo impacto dependerá de determinadas políticas de precios relacionadas con el sector del petróleo y el gas, la producción de hidrocarburos no convencionales se convertirá en una parte sustancial de la producción nacional, por lo que el continuo desarrollo de dichos recursos requeriría un claro compromiso de la actual administración de mantener el marco legal vigente como estrategia y política de largo plazo.

Entonces, los pasos a seguir serán desarrollar una estrategia de “sourcing” que tome inputs internos y elementos externos, considerando a su vez las capacidades desarrolladas con la evolución de la curva de aprendizaje en la operación, cuyo resultado deseable sea el enclave en un abastecimiento seguro a precios razonables.



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.