

# Informe de Coyuntura Energética

Septiembre 2021



[www.energyconsilium.com](http://www.energyconsilium.com)

# Índice de contenidos

Septiembre 2021

05

Informe estadístico mensual **Petróleo y derivados**

## Las ventas de combustibles recuperan niveles pre ASPO

La producción de petróleo retomó el camino ascendente, luego de dos meses de interrupción, aumentando 1,9% mensual para totalizar 82.900 m<sup>3</sup>/d en julio'21. Toda la recuperación se explica en un mayor dinamismo de los no convencionales, principalmente del *shale* que, gracias a su continuo crecimiento, alcanzó un récord de 25.700 m<sup>3</sup>/d y ya explica el 31% de la producción total de crudo. La producción de petróleo convencional continúa levemente por encima de los 56.000 m<sup>3</sup>/d, sin cambios respecto a junio'21 y apenas por debajo de sus registros de julio'20. Las ventas de combustibles (nafta más gasoil) totalizaron 63.600 m<sup>3</sup>/d, creciendo a dos dígitos porcentuales tanto en la comparación mensual como en la interanual (+10,7% y +24,2%, respectivamente) volviendo, de esta manera, a niveles pre ASPO. La recuperación se da en forma generalizada, tanto en gasoils, como en naftas. En los buenos resultados de julio'21 sobresalen, particularmente, los combustibles *premium*, ganando participación sobre las ventas totales.

12

Informe estadístico mensual **Gas Natural**

## Gracias al impulso del *shale*, los no convencionales ya representan el 50% de la producción total

En julio'21 la producción de gas natural mantuvo la tendencia ascendente que venía verificando en los dos meses previos, alcanzando un total de 130,7 MMm<sup>3</sup>/d, e igualando así el pico de 2020, verificado en enero de ese año. Al igual que en el caso del crudo, la recuperación está motorizada por los no convencionales, especialmente por el *shale*, que en julio'21 registró un récord de 41,2 MMm<sup>3</sup>/d, con una variación de +7,1% mensual y de +28% interanual. Este comportamiento, con crecimiento ininterrumpido desde mayo'21, está explicado principalmente en la evolución de Tecpetrol y de YPF, las principales productoras de este subtipo de recurso (sumando entre ambas el 69% de la producción total). En el caso del *tight* gas se replicó el comportamiento verificado por el *shale*, aunque en forma menos pronunciada y la producción sumó 23,7 MMm<sup>3</sup>/d. La producción de gas convencional, por su parte, se mantuvo estable, en 65,8 MMm<sup>3</sup>/d.

17

Informe estadístico mensual **Energía Eléctrica**

## La generación a partir de fuente eólica ya cubre el 10% de la demanda del MEM

La demanda de energía eléctrica fue de 12.408 GWh en julio'21, verificando un incremento interanual de 1,8%. La generación eléctrica aumentó hasta 12.951 GWh, marcando una variación de +6,1% interanual. El mix de generación llevó a un aumento del costo medio que, incluyendo transporte, fue de 8.484 AR\$/MWh, registrando una variación interanual del +79%. En contraste, el precio estacional medio sólo aumentó +13% frente a julio'20, quedando en 2.495 AR\$/MWh. Como consecuencia, la cobertura del precio/tarifa continuó descendiendo, para ubicarse en el 29% del costo de generación. Según la Oficina de Presupuesto del Congreso, producto del retraso en las tarifas y del incremento de los costos de generación eléctrica, las transferencias a CAMMESA totalizaron en julio \$70.000 millones (absorbiendo el 59% de los subsidios energéticos), verificando una variación real anual del 75%. La generación a partir de fuentes renovables alcanzó el 12,9% de la demanda del MEM en julio'21, con la fuente eólica ganando participación, alcanzando el 81% de la generación renovable no convencional total.

# 22

## Escenario internacional

### **Europa, con más de dos tercios de los intercambios globales de energía eléctrica, continúa desarrollando interconexiones entre sus países, aportando más confiabilidad a sus sistemas, a la vez que viabiliza el desarrollo de energías más limpias**

En 2018, según datos de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), se realizaron en todo el mundo intercambios de energía eléctrica entre países por 728 TWh, equivalentes al 3% del consumo mundial. En base a la información completa global a 2018 de *UN Comtrade*, las importaciones alcanzaron un monto equivalente a USD 36.115 millones. Se destaca Europa, por un mayor desarrollo de interconexiones entre sus países, alcanzando el 69% de esos intercambios e importaciones equivalentes al 12% de su consumo de energía eléctrica. Los principales exportadores a nivel global son Francia y Alemania, y entre los dos explican un tercio de las exportaciones de Europa. El principal importador es Italia, que en 2018 importó el 14% de la energía eléctrica consumida internamente. En el año 2002 la Unión Europea recomendó que todos sus países miembros alcanzaran en 2020 un mínimo del 10% de ratio de interconexión en relación a su potencia instalada. La meta fue revisada en 2014 y llevada al 15% antes de 2030.

# 26

## Escenario regional

### **Paraguay, con el total de su generación de fuente hidroeléctrica, que además quintuplica sus necesidades de consumo interno, es el principal proveedor de energía eléctrica de la región y Brasil su principal importador**

En América del Sur los intercambios de energía eléctrica entre países en 2019 totalizaron 38 TWh y fueron equivalentes al 3,7% del consumo total de la región. En base a datos de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), el récord de intercambios se verificó en el año 2006, totalizando 56 TWh. El principal exportador de la región es Paraguay, con Brasil absorbiendo tres cuartas partes y Argentina, el resto. Por su parte, el mayor importador es Brasil, con 25 TWh anuales que, aparte de comprar energía eléctrica a Paraguay, importa desde Argentina, Uruguay y Venezuela. Las tres centrales hidroeléctricas construidas, Salto Grande (1980), Itaipú (1984) y Yacyretá (1994), desarrolladas por los Estados de la región a partir de la firma de tratados binacionales, constituyeron los primeros hitos relevantes de la integración energética regional.

# 30

## Escenario local

### **Nuestro país es importador neto de energía eléctrica, pero con la infraestructura existente cuenta con buenas oportunidades de exportación**

Según el Balance Energético Nacional (BEN), en 2020 Argentina importó 7,8 TWh de energía eléctrica, equivalentes al 6% del consumo interno, marcando un descenso desde los guarismos superiores a los 9 TWh anuales que venía registrando desde 2014. También verificó un cambio de tendencia en lo que respecta a las exportaciones: dejando atrás valores inferiores a 1 TWh durante 8 años, se exportaron 3,1 TWh en 2020. Las importaciones se realizaron desde Uruguay, Brasil y Paraguay, mientras que las exportaciones tuvieron por principal destino a Brasil y, en menor medida, a Uruguay. Nuestro país comparte con Uruguay la propiedad de la central hidroeléctrica binacional Salto Grande, y con Paraguay, la de Yacyretá; contando, además, con 9 interconexiones eléctricas binacionales operativas de envergadura, con todos sus países limítrofes a excepción de Bolivia, con quien tiene una interconexión en construcción.

# 34

## Temas principales para seguir en el corto plazo

35

**Análisis de una norma relevante del mes**

**Resolución SE 742/2021: nuevas pautas sobre plazos y penalidades para proyectos de energías renovables**

El 3/08/2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 742/2021 de la Secretaría de Energía por la que se modifica la Resolución 285/2018 del ex Ministerio de Energía y Minería, en referencia a la modalidad de aplicación y de pago de multas, a la extensión de plazos, y a los criterios para disponer la rescisión de los contratos de abastecimiento suscriptos por los adjudicatarios del Programa RenovAr, así como los contratos celebrados en el marco de la Resolución 202/2016 del mismo organismo. Las distintas medidas adoptadas por la Resolución 285/2018, ahora modificada por la Resolución 742/2021, se orientan a brindar facilidades a la ejecución de los proyectos con contratos de abastecimiento, reconociendo las dificultades que vienen enfrentando y enfrentan en la actualidad (barreras para el acceso al financiamiento externo, restricciones cambiarias e incertidumbre regulatoria, entre otras). Más allá de estas medidas, sería deseable que la Secretaría de Energía otorgue una opción de salida a aquellos proyectos que no han iniciado la construcción, facilitando la rescisión de los respectivos contratos con aplicación de penalidades reducidas, lo que permitirá además liberar capacidad de transporte para otros proyectos. También sería conveniente la extensión del plazo para alcanzar la habilitación comercial, con reducción del período de abastecimiento y del precio contractual; medidas que brindarían un mayor grado de certeza jurídica respecto de la situación en que se encuentran numerosos proyectos

39

**Síntesis regulatoria**

**Resumen de las principales normas** (Leyes, Decretos y Resoluciones).

---

**Aviso Legal**

El presente informe, elaborado por Energy Consilium, así como los modelos, proyecciones, fórmulas y aplicaciones desarrolladas, son confidenciales y no podrán ser transferidos a terceros o divulgados sin la autorización expresa y por escrito de Energy Consilium. El Cliente solo podrá utilizar este informe para fines propios.

Las proyecciones y opiniones de Energy Consilium volcadas en este informe están basadas en información disponible sobre la materia objeto del presente, sin que ello implique garantizar la exactitud de tal información ni de las proyecciones y conclusiones alcanzadas a partir de ella. Energy Consilium no será responsable en ningún caso por las acciones que el Cliente y/o terceros tomen en función del contenido de este informe.

# Informe de Coyuntura Energética

Septiembre 2021

## **Director**

Juan José Aranguren

## **Staff**

Eliana Miranda  
Juan Christensen  
Claudia Plaul

## **Energy Consilium**

Tel. +54 11 4897 7118 / 7131  
info@energyconsilium.com  
[www.energyconsilium.com](http://www.energyconsilium.com)

## **Diseño Editorial**

ÁgredaDG  
Editorial . Identidad . Tipografía

