

Informe de Coyuntura Energética

Agosto 2021



Índice de contenidos

Agosto 2021

05

Informe estadístico mensual | **Petróleo y derivados**

La producción total de crudo pierde dinamismo a pesar del crecimiento del *shale oil*

La producción de petróleo se mantuvo estable en junio'21, totalizando 81.400 m³/d, interrumpiendo por segundo mes consecutivo el ritmo de crecimiento en torno al 1% mensual que venía verificando desde diciembre'20. La producción de petróleo convencional se ubicó en 56.200 m³/d, registrando una variación negativa de -1,5% tanto en la comparación mensual como en la interanual; mientras que los no convencionales crecieron respecto a mayo'21: en el caso del *shale*, con una variación de +2,9%, alcanzó un récord de 24.200 m³/d, que además supera en 30% la producción verificada en junio'20; en el caso del *tight*, la suba mensual fue de +8,4%, llevando la producción hasta 900 m³/d. Las ventas de combustibles (nafta más gasoil) totalizaron 57.400 m³/d, mostrando variaciones positivas tanto en la comparación mensual como en la interanual (+3,4% y +25%, respectivamente).

12

Informe estadístico mensual | **Gas Natural**

Luego de dos meses creciendo a tasas de dos dígitos, el *shale gas* alcanza un récord de producción de 38,5 MMm³/d

La producción de gas natural volvió a repuntar en junio'21 por segundo mes consecutivo, alcanzando un total de 127 MMm³/d. Respecto a mayo'21, registra un incremento de +4,7% que se explica en el dinamismo verificado por los no convencionales, principalmente del *shale gas*, que registró un récord de 38,5 MMm³/d, con variaciones de dos dígitos tanto en la comparación intermensual (+19%) como en la interanual (+22%), mientras que la producción de gas convencional continúa mostrando una tendencia decreciente. Las importaciones de gas treparon hasta 43,7 MMm³/d, creciendo +19% frente a junio'20, con un importante cambio en el mix: con importaciones desde Bolivia reduciéndose desde 18 MMm³/d a 14 MMm³/d y de GNL aumentando desde 19 MMm³/d a 30 MMm³/d.

17

Informe estadístico mensual | **Energía Eléctrica**

El precio estacional medio sólo cubre el 30% del costo medio de generación

La demanda de energía eléctrica fue de 12.051 GWh en junio'21, verificando un incremento interanual de +11,8%. La generación eléctrica aumentó hasta 12.499 GWh, marcando una variación de +12,5% interanual. El mix de generación, con mayor participación térmica, nuclear y renovable respecto a junio'20 en detrimento de la hídrica (principalmente por reducción de lluvias en Brasil), llevó a un aumento del costo medio que, incluyendo transporte, fue de 8.252 AR\$/MWh, registrando una variación interanual del +83%. El precio estacional medio aumentó +12,4%, llegando a 2.508 AR\$/MWh. Como consecuencia, la cobertura del precio/tarifa continuó descendiendo, para ubicarse en el 30,4% del costo de generación. Según la Oficina de Presupuesto del Congreso, producto de esta brecha, las transferencias a CAMMESA totalizaron \$234.897 millones en el primer semestre del año, con una variación de +43,9% interanual en términos reales.

22

Escenario internacional

De cara a la COP26, se ha abierto la discusión de cuáles serán los precios al carbono que permitirán cumplir con el Acuerdo de París

El impuesto al carbono ha sido utilizado en las últimas tres décadas como uno de los principales instrumentos para reducir la emisión de gases de efecto invernadero (GEI). Con Finlandia como pionero a principios de la década del '90, en la actualidad se ha implementado en 35 jurisdicciones (27 a nivel nacional y 8 a nivel subnacional), cubriendo 3 GtCO₂e, lo que representa el 5,5% de las emisiones globales de GEI. Asimismo, en 29 jurisdicciones se ha implementado el comercio de emisiones. El objetivo común de estas iniciativas es que los emisores internalicen el costo que le producen a la sociedad por los daños ambientales que generan. Según el Banco Mundial la implementación de ambos instrumentos abarca, aproximadamente, en la actualidad el 21,5% de las emisiones globales de GEI.

27

Escenario regional

La implementación del impuesto al carbono en la región es aún incipiente, pero sienta un buen precedente frente a los cambios necesarios para la transición energética

En América del Sur sólo tres países utilizan en la actualidad el impuesto al carbono como instrumento para reducir las emisiones de GEI: Chile y Colombia, que lo aplican desde 2017, y Argentina, sumándose en 2018. En Chile las emisiones se miden directamente a medida que se producen producto de la quema de esos combustibles. Colombia utiliza el enfoque de los combustibles, gravando a los combustibles fósiles líquidos y gaseosos utilizados para la combustión. En Argentina se utiliza el mismo enfoque que en Colombia, gravándose a los combustibles fósiles sólidos y líquidos y dejando por fuera al gas natural, al GNL y al GLP. Según el Banco Mundial el precio al carbono se ubica en USD 5/tCO₂e en Chile y en Colombia, que compara con USD 6/tCO₂e en el caso de Argentina.

30

Escenario local

En Argentina el impuesto al carbono carece actualmente de poder de fuego para modificar decisiones, pero sienta las bases para alcanzar en el futuro niveles de precios más ambiciosos

Argentina genera sólo el 0,5% de emisiones de GEI provenientes de combustibles fósiles a nivel global, equivalentes a 179 MtCO₂ (en 2019). Sin embargo, mediante la reforma tributaria de 2017 se creó un impuesto al dióxido de carbono (IDC) sobre el consumo de algunos combustibles fósiles a implementarse a partir de marzo de 2018, buscando corregir la externalidad generada por la emisión de GEI. Para la determinación del IDC se utilizó el enfoque de los combustibles, fijando los montos correspondientes a cada producto en función de sus factores de emisión. Adicionalmente se optó por un impuesto de suma fija con el objetivo de poder utilizarlo como estabilizador del precio de los combustibles. La ley determina que los montos fijos deben ser actualizados por trimestre calendario sobre la base de las variaciones del Índice de Precios al Consumidor (IPC). A pesar de los ajustes, la depreciación de la moneda frente al dólar verificada desde entonces fue reduciendo su valor desde los USD 10/tCO₂e al momento de su implementación hasta USD 6,25/tCO₂e actual.

33

Temas principales para seguir en el corto plazo

34

Análisis de una norma relevante del mes

Las modificaciones al régimen de zona fría efectuadas por la Ley 27.637

El 7/07/2021 se publicó en el Boletín Oficial la Ley 27.637 por la que se modifica y amplía el régimen de beneficios para ciertos consumos de gas conocido como 'régimen de zona fría' establecido mediante el artículo 75 de la Ley 25.565, modificado por el artículo 48 de la Ley 25.725. Los cambios se centran, principalmente, en los aspectos vinculados con las zonas geográficas en las que se aplica el régimen (ampliándose hacia distintas localidades de las provincias de Salta, San Juan, Córdoba, San Luis, Mendoza, Santa Fe y Buenos Aires), el alcance de los beneficios (con estructuras tarifarias diferenciales fijadas en el 50% del cuadro tarifario pleno para la Región Patagónica, departamento Malargüe de la Provincia de Mendoza y la 'Puna' o en el 70% para las Zonas Incorporadas), las facultades del Poder Ejecutivo para aumentar o disminuir el nivel del recargo que lo financia y el plazo de vigencia del régimen (prorrogado hasta el 31/12/2031). Esta aplicación generalizada de los beneficios básicos a las Zonas Incorporadas no necesariamente tendrá como destinatarios a los usuarios que estén en situación de necesidad o vulnerabilidad social, dando lugar a situaciones no siempre acordes a criterios de equidad y razonabilidad en la asignación de los fondos públicos. Adicionalmente, la nueva norma abre también la posibilidad de planteos de otras áreas geográficas o sectores poblacionales que podrían invocar situaciones similares o equiparables en cuanto al esfuerzo que le significa poder cubrir sus necesidades de energía.

38

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

Agosto 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

Diseño Editorial

ÁgredaDG
Editorial . Identidad . Tipografía

