

## *Principales novedades regulatorias en enero de 2020*

- En el Diario Oficial de la Federación se publicó:
  - Acuerdo por el que se modifica el diverso por el que se da a conocer la metodología para determinar el estímulo fiscal en materia del impuesto especial sobre producción y servicios aplicable a los combustibles que se indican.
- El Órgano de Gobierno de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) aprobó:
  - A/002/2020. Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía que da cumplimiento a la resolución a favor de Pemex Transformación Industrial, dictada por el Primer Tribunal Colegiado de Circuito; derivado del juicio de amparo en contra del Acuerdo A/015/2018 y su Anexo Único; dejando sin efectos la modificación a las disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de petrolíferos y petroquímicos y el procedimiento para cesión de capacidad de transporte por ducto y almacenamiento a favor de terceros.
- En el portal de la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria se publicaron los siguientes proyectos:
  - ACUERDO por el cual se modifican, adicionan y derogan diversos artículos de las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican.
  - Acuerdo por el que la Secretaría de Energía aprueba y publica la actualización de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, en términos de la Ley de Transición Energética.
  - Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía por el que se suspende temporalmente el Acuerdo Tercero del Acuerdo A/024/2018, por el que se modifican las disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural, específicamente respecto de las comisiones por realizar temporadas abiertas u otros mecanismos que faciliten las cesiones de capacidad.

# El Costo de la Congestión en Transmisión y los precios del Mercado Eléctrico Mayorista

Enero 2020

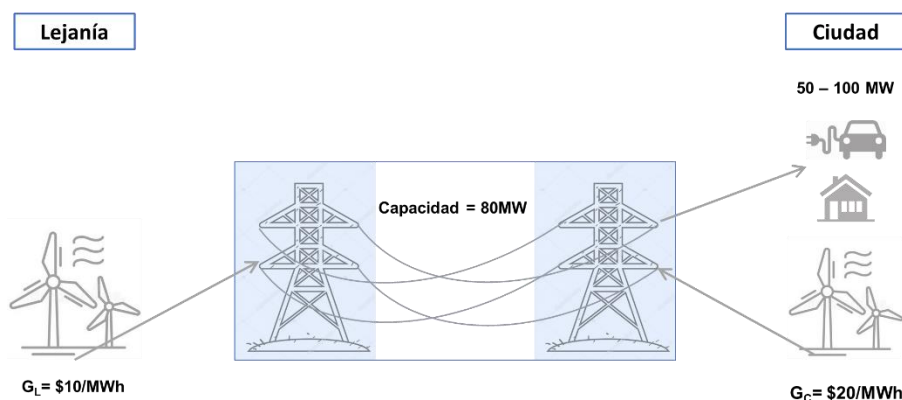
La congestión –saturación– de una línea de transmisión impide llevar la energía de generadores baratos a los centros de consumo, lo que tiene como consecuencia un aumento en el costo de generación y mayores tarifas o subsidios. Además del mayor costo de provisión del servicio, salvo que se racione el consumo, no ampliar la capacidad de transmisión puede demandar mayores inversiones en generación. En un mercado, la congestión se traduce en un aumento de los precios de la energía, señalizando la necesidad de ampliar la red de transmisión o de generación “barata” en esa región. Ex ante, debido a la estructura de costos de la industria, se esperaría que ampliar la capacidad de transmisión fuera la opción de menor costo.

La evolución de los precios marginales locales y sus componentes, tanto en el MDA como en el MTR en el Sistema Interconectado Nacional es consistente con una congestión cada vez mayor de la red de transmisión. Entre mayo y octubre de 2018, los consumidores del Sistema Eléctrico Nacional pagaron alrededor de \$18,000 millones por congestión. El costo de congestión podría ser significativo. En diciembre de 2019, sólo el 12.5% de los precios nodales reportados para el SIN tuvieron un componente de congestión de cero. El promedio (simple) de los PML en el SIN que tuvieron componente de congestión positivo fue 727.38 \$/MWh vs 348.59 \$/MWh de aquellos para los que fue nulo.

## La congestión y su costo<sup>1</sup>

Decimos que una línea de transmisión presenta congestión o saturación si su capacidad de transporte es inferior a la energía que por ella se transportaría para minimizar el costo de generación de energía empleando el parque de generación existente. Para ilustrar esta situación veamos el siguiente ejemplo.

La energía eléctrica que requiere una Ciudad puede ser producida parcial o totalmente por dos generadores; uno Lejano  $G_L$  con un costo 10 \$/MWh o uno en la misma ciudad  $G_C$  cuyo costo es de 20 \$/MWh. Ambos generadores tienen una capacidad de 100 MW. Para transportar la energía del generador Lejano a la Ciudad se dispone de una línea de transmisión cuya capacidad es de 80 MW. La demanda de la Ciudad varía de un mínimo de 50 MW el fin de semana, a un máximo de 100 MW durante las horas de mayor calor y actividad.



<sup>1</sup> En nuestro sitio podrá encontrar una versión más amplia de esta nota.

Debido a la diferencia en costo, para que la energía cueste lo menos posible, el operador del sistema siempre buscaría (despacharía) que la mayor cantidad de energía fuera producida por el generador  $G_L$  y sólo cuando no sea posible atender la totalidad de la demanda, pedirá a  $G_C$  que produzca la energía faltante. Así, cuando la demanda del sistema sea menor a 80 MW, toda la energía sería producida por  $G_L$  y como la energía transportada es menor a la capacidad de la línea, no habrá congestión de transmisión. Por arriba de este nivel, parte de la energía será producida por  $G_C$ .

### Operación del Mercado

*Operador.* El Operador de Mercado asignará (despachará) las ofertas de generación de menor precio necesarias para cubrir la demanda, siempre y cuando sea técnicamente factible, esto es, que no se viole ningún límite de transmisión o restricción de confiabilidad. Al liquidar las transacciones paga, a los generadores el precio del punto en que entregaron la energía y cobra los consumidores el precio en el punto donde recibieron la energía.

*Ofertas.* Debido a que los generadores no pueden determinar el precio como un monopolio lo haría y cada MWh adicional generado les cuesta lo mismo ofrecerán al mercado en todo momento el total de su capacidad a su costo. Así,  $G_L$  ofrecerá 100 MW o cualquier cantidad inferior a un precio de 10 \$/MWh y  $G_C$  ofrecerá también hasta 100 MW, pero con un precio de 20 \$/MW.

### *Sistema Sin Congestión*

Supongamos que estamos a una hora del día en que la demanda es de 80 MW. En este caso, sólo se aceptaría la oferta de menor precio, la de  $G_L$ , y se atendería toda la demanda sin violar el límite – capacidad– de transmisión (80 MW). Esto es, se asignarían 80 MW a  $G_L$  y 0 MW a  $G_C$ . El precio de la energía en Lejanía  $P_L$  sería 10 \$/MWh que es el precio ofertado por la última unidad despachada. El precio en la ciudad  $P_C$  sería también de 10 \$/MW. En general, en un mercado sin congestión ni barreras a la entrada o colusión, el precio spot de la energía en todos los puntos de la red será el mismo.

### *Sistema Con Congestión*

Supongamos ahora que estamos en la hora de máxima demanda, esto es, 100 MW. Si bien la oferta de menor precio es por 100 MW, no es posible asignarla en su totalidad pues se rebasaría la capacidad de la línea de transmisión. Durante esa hora se asignarían 80 MW a  $G_L$  a un precio  $P_L$  de 10 \$/MWh y 20 MW a  $G_C$  un precio  $P_C$  de 20 \$/MWh. El precio de la energía en la Ciudad  $P_C$  es mayor ya que debe ser suficiente para que el  $G_C$  produzca. El precio  $P_C$  tiene un componente de congestión de 10 \$/MWh, que es la diferencia entre su valor observado y el que se observaría si no hubiera congestión.<sup>2</sup> Por su parte, el componente de energía es 10 \$/MWh y es el mismo para ambos extremos de la línea. Para  $P_L$  el componente de congestión es 0 \$/MWh, pues su valor es el mismo que se observaría sin congestión. Intuitivamente, el componente de congestión nos indica la parte del precio que debida a la falta de capacidad para transportar la energía de los generadores más eficientes a los puntos de mayor consumo.

---

<sup>2</sup> Hemos supuesto que no hay pérdidas de transmisión y que el costo ofertado incluye los costos de capital.

### *Rentas de Congestión y Derechos Financieros de Transmisión*

Al comparar los resultados anteriores se observa que, sin congestión el total de cobros a los consumidores ( $10 \text{ \$/MWh} \times 100 \text{ MWh} = \$1,000$ ) es igual al total de pagos a los generadores ( $\$1,000$ ), con lo que el operador de mercado queda con un balance cero después de liquidar las operaciones.

Este balance neutro del operador del mercado desaparece cuando existe congestión. En el ejemplo, el total de los cobros a los consumidores ( $\$2,000$ ) es mayor al total de pagos a los generadores ( $10 \text{ \$/MWh} \times 80 \text{ MWh} + 20 \text{ \$/MWh} \times 20 \text{ MWh} = \$1,200$ ), lo que dejaría al operador con un saldo a favor de  $\$800$ . Este saldo es igual al cobro a los consumidores por arriba del precio sin congestión [ $100 \text{ MWh} \times (20 \text{ \$/MWh} - 10 \text{ \$/MWh}) = 1000 \text{ \$}$ ] menos el pago a los generadores por arriba del precio sin congestión ( $20 \text{ MWh} \times (20 \text{ \$/MWh} - 10 \text{ \$/MWh}) = 200 \text{ \$}$ ).

A la diferencia entre lo que se cobra a los consumidores y lo que se paga a los generadores se le conoce como Renta de Congestión. Para evitar esta situación es frecuente que se asignen Derechos Financieros de Transmisión (DFT), los cuales otorgan el derecho y la obligación de cobrar o pagar la diferencia de los componentes de congestión entre dos nodos.

En nuestro ejemplo, podrían asignarse DFT a los consumidores por los 80 MW transportados entre Lejanía y la Ciudad, con los que obtendrían  $\$800$ . Con ello el operador del mercado tendría nuevamente un balance cero y el desembolso neto de los consumidores será igual a los pagos a los generadores.

### *El Costo de la Congestión*

Los DFT permiten reasignar la Renta de Congestión, de manera que los consumidores, en el neto, paguen sólo el costo de generación. Sin embargo; no resuelven el problema fundamental de la congestión: no se logra implantar la combinación óptima de generación en el sistema que permitiría obtener el menor costo posible de la producción de energía con el parque de generación disponible.

Volvamos a nuestro ejemplo y observemos que cuando la demanda alcanza su nivel máximo y no hay congestión en el sistema el costo de suministrar los 100 MWh es de  $\$1,000$ ; en esta condición la red de transmisión permite alcanzar la combinación óptima de generación para minimizar el costo de generación. En contraste, cuando la capacidad de transmisión es insuficiente el costo de generación para suministrar los mismos 100 MWh con el mismo parque de generación se incrementa a  $\$1,200$ . En este caso, la congestión tuvo en esa hora un costo de  $\$200$ , diferencia que deberá ser cubierta con mayores tarifas para los consumidores o mayores subsidios a cubrir por los contribuyentes. En suma, cuando una red de transmisión presenta congestión en una o más líneas se observa que:

- Aumento en el costo de generación debido a la subutilización de generadores más eficientes.
- Dispersión de precios.

## La congestión y los precios en el Mercado Eléctrico Mayorista

La evolución de los precios marginales locales (PML) y sus componentes de congestión en el Sistema muestra señales de una congestión cada vez mayor de la red de transmisión. Entre 2016 y 2018 la mediana del PML el Mercado del Día en Adelanto se incrementó de casi 80% que no puede ser explicado por el aumento en los precios de los combustibles. Dicho incremento estuvo aparejado con un aumento en el componente de energía de proporción similar y la dispersión del componente de congestión se triplicó, pasando la diferencia entre el máximo y el mínimo de 8,802.5 \$/MWh a 23,714.2 \$/MWh. El comportamiento de los precios en el MTR es esencialmente el mismo.

De acuerdo con el Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2018 preparado por ESTA International, LLC, el Monitor Independiente de Mercado, durante ese año el enlace más congestionado en 2018, Ciudad Industrial – Laredo, presentó saturación más de 40% del tiempo. El enlace Escárcega – Valladolid, cuyo costo marginal fue estimado en 2,455 \$/MWh presentó saturación el equivalente a casi 28 días en el año. En el mismo reporte se observa que entre mayo y octubre de 2018 los consumidores del Sistema Eléctrico Nacional pagaron alrededor de \$18,000 millones mensuales por congestión positiva.<sup>3</sup> El costo de congestión podría ser significativo.

En diciembre de 2019, sólo el 12.5% de los precios nodales reportados para el SIN no tuvieron componente de congestión. El promedio (simple) de los PML en el SIN que tuvieron componente de congestión positivo fue 727.38 \$/MWh vs 348.59 \$/MWh de aquellos para los que fue nulo. Ese mes el componente de congestión alcanzó un máximo de 5,513 \$/MWh. Diciembre es un mes de relativa baja congestión de la red de transmisión.

---

<sup>3</sup> Monto pagado por las cargas indirectamente modeladas. Ver gráfica 141 del reporte citado.