

# **INFORME EJECUTIVO**



# **CENACE**

CENTRO NACIONAL DE  
CONTROL DE ENERGÍA

**MERCADO PARA  
EL BALANCE DE POTENCIA**

**AÑO DE PRODUCCIÓN 2017**

## ÍNDICE

<b>PRESENTACIÓN</b> .....	<b>2</b>
<b>PRIMERA SECCIÓN</b> .....	<b>3</b>
1. PREPARACIÓN DEL MERCADO PARA EL BALANCE DE POTENCIA .....	3
<b>SEGUNDA SECCIÓN</b> .....	<b>10</b>
2. REALIZACIÓN DEL MERCADO PARA EL BALANCE DE POTENCIA .....	10
TABLA 1. VALORES INDICATIVOS DE LA RESERVA DE PLANEACIÓN MÍNIMA DE CADA SISTEMA INTERCONECTADO .....	3
TABLA 2. VALORES INDICATIVOS DE LA RESERVA DE PLANEACIÓN EFICIENTE DE CADA SISTEMA INTERCONECTADO .....	4
TABLA 3. LAS 100 HORAS CRÍTICAS IDENTIFICADAS POR EL CENACE PARA CADA ZONA DE POTENCIA.....	5
TABLA 4. PRIMER Y ÚLTIMO DÍA DE CÁLCULO UTILIZADO PARA IDENTIFICAR LAS 100 HORAS CRÍTICAS POR ZONA DE POTENCIA.....	5
TABLA 5. POTENCIA ANUAL ACREDITADA Y EL REQUISITO ANUAL DE POTENCIA PARA CADA SISTEMA INTERCONECTADO.....	6
TABLA 6. NODOS DE CONEXIÓN DE LA TGR. ....	7
TABLA 7. COSTOS TOTALES NIVELADOS DEL SIN. ....	7
TABLA 8. COSTOS TOTALES NIVELADOS DE BCA.....	7
TABLA 9. COSTOS TOTALES NIVELADOS DE BCS. ....	8
TABLA 10. TECNOLOGÍA SELECCIONADA.....	9
TABLA 11. PRECIO DE CIERRE DE POTENCIA Y PRECIO MÁXIMO DE POTENCIA. ....	9
TABLA 12. VALORES DE LA OBLIGACIÓN NETA DE POTENCIA Y OFERTAS DE COMPRA DE POTENCIA TOTALES.....	10
TABLA 13. VALORES DE LAS OFERTAS DE VENTA DE POTENCIA Y CANTIDAD DE POTENCIA EFICIENTE ADQUIRIDA .....	10
TABLA 14. PRECIOS DE CIERRE DE POTENCIA Y PRECIOS NETOS DE POTENCIA.....	12
TABLA 15. MONTO TOTAL A LIQUIDARSE POR POTENCIA.....	12

## PRESENTACIÓN.

El Mercado para el Balance de Potencia, es un mercado ex-post que tiene como propósito:

- Facilitar transacciones entre las Entidades Responsables de Carga (ERC) cuyos contratos de Cobertura Eléctrica resultaron insuficientes para cumplir con los requisitos para obtener Potencia establecidos por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y los Participantes del Mercado que cuenten con Potencia no comprometida en dichos contratos.
- Establecer una curva de demanda de Potencia en exceso de los requisitos mínimos establecidos por la CRE y comprar la porción de la Potencia disponible por cuenta de las ERC a fin de fomentar la operación eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

El CENACE operará el Mercado para el Balance de Potencia cada año a más tardar en el mes de febrero para cada Sistema Interconectado del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En el Mercado para el Balance de Potencia se calculan y analizan las 100 horas en las que el SEN, necesitó más de los recursos de Potencia, llamadas Horas Críticas. Para el año de producción 2017, las Horas Críticas fueron las 100 horas de mayor demanda de energía calculada por balance más cualquier demanda no suministrada.

En cumplimiento con el numeral 8.8 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia que establece que el CENACE deberá publicar una versión ejecutiva de los resultados del Mercado para el Balance de Potencia. Se presenta el siguiente informe.

## PRIMERA SECCIÓN

### 1. PREPARACIÓN DEL MERCADO PARA EL BALANCE DE POTENCIA

El propósito del Mercado para el Balance de Potencia es establecer señales de precio que responden a las condiciones de escasez o superávit de capacidad de generación en el Sistema Eléctrico Nacional.

Corresponde a la Secretaría de Energía establecer la Política de Confiabilidad y para dichos fines estableció;

- a) La Probabilidad de Energía No Suministrada Máxima aceptable para el Sistema Eléctrico Nacional (PENS Máxima) se define en 0.2178%.
- b) El Valor de la Energía No Suministrada (VENS) se define en 2,600 dólares por mega watt hora (USD\$/MWh).
- c) La Probabilidad de Energía No Suministrada Eficiente para el Sistema Eléctrico Nacional (PENS Eficiente) se define en 0.0315%<sup>1</sup>.
- d) Los valores indicativos de la Reserva de Planeación Mínima de cada sistema interconectado son los siguientes:

**Tabla 1. Valores Indicativos de la Reserva de Planeación Mínima de cada Sistema Interconectado**

Zonas de Potencia	En términos de Margen de Reserva (VIRPm-MR) a/	En términos de Requisito de Potencia (VIRPm-RP) a/
Nacional	13%	7.7%
Baja California b/	15%	8.6% c/
Baja California Sur b/	15%	13.8%

Fuente: Política de confiabilidad SENER.

a/ Los valores indicativos de las reservas de planeación mínimas toman como referencia el Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional de las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, emitido por la CRE, el 8 de abril de 2016. Los VIRPm-MR y VIRPm-RP de cada sistema interconectado no tienen efecto en los estudios de planeación del Sistema Eléctrico Nacional. El VIRPm-RP permite el uso de dicho valor directamente en la Resolución Núm. RES/916/2015, publicada por la CRE en el Diario Oficial de la Federación el 14 de enero de 2016, para el cálculo de requisitos de Potencia.

b/ Los valores indicativos sólo aplican mientras las Zonas de Potencia no estén interconectadas con el Sistema Interconectado Nacional.

c/ Para evaluar la función que determine el requisito mínimo de adquisición de Potencia que las Entidades Responsables de Carga señalada en la Resolución RES/916/2015 de la Comisión Reguladora de Energía, se deberá observar la siguiente trayectoria del VIRPm-RP para la Zona de Potencia de Baja California: 2016 de 0.0%, 2017 de 2.2%, 2018 de 4.3%, 2019 de 6.5% y 2020 de 8.6%.

- e) Los valores indicativos de la Reserva de Planeación Eficiente en cada sistema interconectado son los siguientes:

<sup>1</sup> La PENS Eficiente será un valor de referencia en los estudios de planeación, de conformidad con los criterios de seguridad y Confiabilidad del Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional de las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, emitido por la CRE, el 8 de abril de 2016.

**Tabla 2. Valores Indicativos de la Reserva de Planeación Eficiente de cada Sistema Interconectado**

Zonas de Potencia	En términos de Margen de Reserva (VIRPe-MR)	En términos de Requisito de Potencia (VIRPe-RP) f/
Nacional	21.3%	15.3%
Baja California d/	20.9%	16.4%g/
Baja California Sur d/	35.0%e/	32.7%

Fuente: Política de confiabilidad SENER.

d/ Los valores indicativos sólo aplican mientras las Zonas de Potencia no estén interconectadas con el Sistema Interconectado Nacional.

e/ Se toma en cuenta el criterio de reserva de la capacidad total de las cuatro unidades mayores para atender la demanda del sistema.

f/ El VIRPe-RP permite el uso de dicho valor directamente en la Resolución Núm. RES/916/2015, publicada por la CRE en el Diario Oficial de la Federación el 14 de enero de 2016, para el cálculo de requisitos de Potencia.

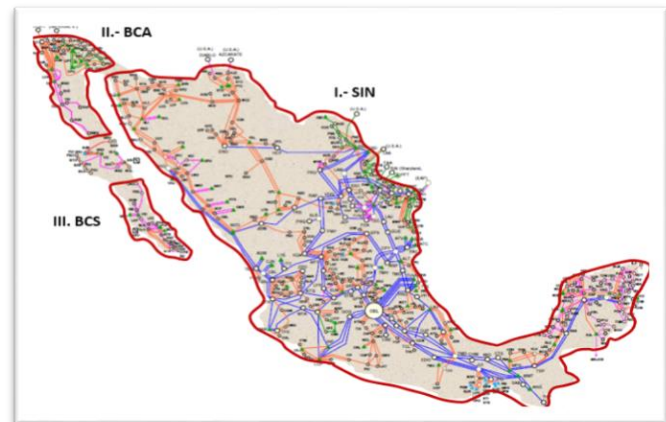
g/ Para evaluar la función que determine el requisito mínimo de adquisición de Potencia que las Entidades Responsables de Carga señalada en la Resolución RES/916/2015 de la Comisión Reguladora de Energía, se deberá observar la siguiente trayectoria del VIRPe-RP para la Zona de Potencia de Baja California: 2016 de 7.8%, 2017 de 10.0%, 2018 de 12.1%, 2019 de 14.3% y 2020 de 16.4%.

La Comisión Reguladora de Energía ratificó el 17 de febrero de 2017 que los porcentajes de Reserva de Planeación Mínima (RPM) y Reserva de Planeación Eficiente (RPe) para cada sistema Interconectado son equivalentes a los Valores Indicativos de la Reserva de Planeación Mínima (VIRPm-RP) y los Valores Indicativos de la Reserva de Planeación Eficiente (VIRPe-RP) calculados por la Secretaría. Es decir, con los valores 2017 de porcentajes de Reserva, se realizó el Mercado para el Balance de Potencia correspondiente al año de producción 2017.

El Mercado para el Balance de Potencia se basa en las 100 horas críticas de cada Zona de Potencia. Donde las Zonas de Potencia son conjuntos específicos de NodosP que están interconectados directamente entre ellos, para el Mercado de Balance de Potencia correspondiente al año de producción 2017, se consideró como existentes tres Zonas de Potencia:

- I. Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- II. Sistema Interconectado Baja California (BCA).
- III. Sistema Interconectado Baja California Sur (BCS).

**Figura 1. Sistema Eléctrico Nacional.**



Fuente: Elaboración propia

El catálogo de NodosP que conforman las Zonas de Potencia del SEN para el año de producción 2017 se encuentra disponible en:

<http://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/NodosP.aspx>

Las 100 Horas Críticas identificadas por el CENACE para cada Zona de Potencia en el año de producción 2017, fueron las correspondientes a las horas de mayor demanda de energía calculada por balance, a continuación, se muestra el rango de fechas en las que ocurrieron;

**Tabla 3. Las 100 Horas Críticas identificadas por el CENACE para cada Zona de Potencia**

VALOR/FECHAS	BCS	BCA	SIN
	20-JUL AL 19-OCT	20-JUN AL 06-SEP	17-MAY AL 24-AGO
MÁXIMO	469.203 MW	2,622.317 MW	42,421.115 MW
MÍNIMO	430.700 MW	2,443.867 MW	40,385.887 MW
PROMEDIO	<b>439.969 MW</b>	<b>2,495.872 MW</b>	<b>40,905.186 MW</b>

Fuente: Elaboración propia

Las 100 horas críticas por Zona de Potencia, se encuentran disponibles en;

<http://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/AcreditacionReqPotencia.aspx>

La Tabla 4, muestra el primer día de cálculo y el último día de cálculo que fueron utilizados para la identificación de las Horas Críticas:

**Tabla 4. Primer y último día de cálculo utilizado para identificar las 100 Horas Críticas por Zona de Potencia.**

Zona de Potencia	Primer día de cálculo utilizado para identificar las 100 Horas Críticas	Último día de cálculo utilizado para identificar las 100 Horas Críticas
SIN	09/mayo/2017	04/octubre/2017
BCA	06/junio/2017	14/septiembre/2017
BCS	20/junio/2017	11/noviembre/2017

Fuente: Elaboración propia

Con base en la Política de Confiabilidad emitida por la SENER y los porcentajes de reserva de Planeación emitidos por la CRE, así como en las Zonas de Potencia y horas críticas de las mismas, se obtuvo la Potencia Anual Acreditada y el Requisito Anual de Potencia para cada Sistema Interconectado presentando los resultados mostrados en la Tabla 5.

La Potencia Anual Acreditada y el Requisito Anual de Potencia de cada Participante de Mercado, determinan su Oferta Estimada de Venta de Potencia y su Oferta Estimada de Compra de Potencia respectivamente, en cada Zona de Potencia. Tales Ofertas forman parte de las curvas de Oferta y Demanda que el CENACE estimó previo a la ejecución del Mercado para el Balance de Potencia, como se muestra en las figuras 2, 3 y 4.

Tabla 5. Potencia Anual Acreditada y el Requisito Anual de Potencia para cada Sistema Interconectado

Zona de Potencia	Potencia Anual Acreditada (PAA)	Requisito Anual de Potencia (RAP)	Oferta Estimada de Venta de Potencia (OEVP)	Oferta Estimada de Compra de Potencia (OECF)
SIN	45,340.72	44,148.35	39,627.67	38,435.29
BCA	2,812.71	2,527.69	2,747.36	2,462.34
BCS	556.53	484.31	553.90	481.69

Fuente: Elaboración propia

Los insumos de los cálculos se encuentran en el Sistema de Información del Mercado, sitio certificado y en las siguientes secciones;

<http://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/AcreditacionReqPotencia.aspx>

<http://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/ObligacionesOfertasPotencia.aspx>

Figura 2. Curva de Demanda Estimada para la ZP SIN.

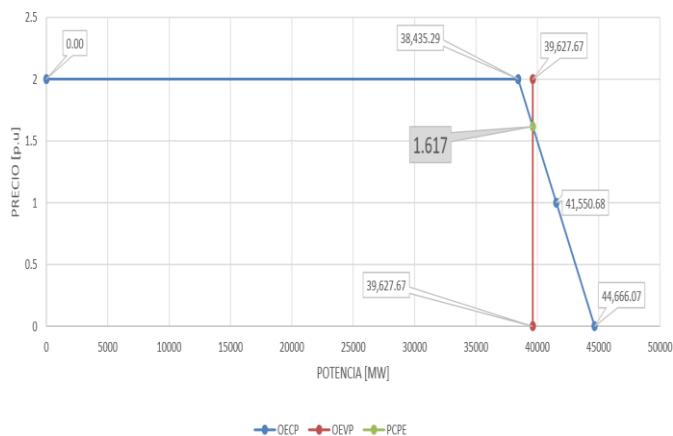
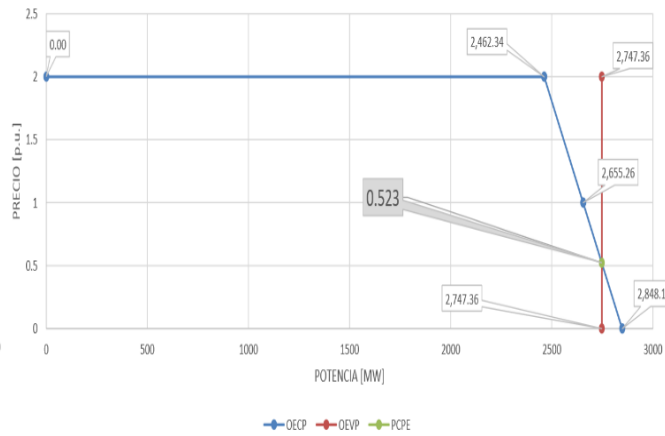


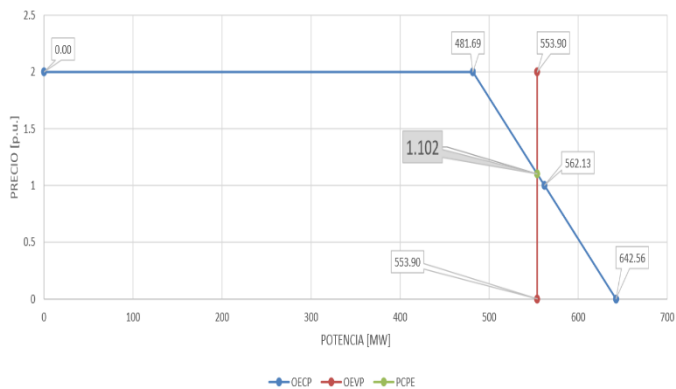
Figura 3. Curva de Demanda Estimada para la ZP BCA.



Fuente: Elaboración propia

Fuente: Elaboración propia

Figura 4. Curva de Demanda Estimada para la ZP BCS.



Fuente: Elaboración propia

Para el cálculo de los Precios de la Potencia es necesario definir los costos de la Tecnología que sería la fuente marginal de nueva Potencia que se toma de una muestra razonable de tecnologías de generación cuyas características permitan su instalación y operación en la mayor parte de la Zona de Potencia correspondiente y que sea replicable a escala comercial, que minimiza los costos netos de generación y potencia en el largo plazo para esa Zona de Potencia, llamada Tecnología de Generación de Referencia.

Para este caso, se determinó como nodo de conexión de la Tecnología de Generación de Referencia (TGR) los siguientes nodos:

Tabla 6. Nodos de Conexión de la TGR.

Sistema	Nodo P	Localidad	Gerencia de Control Regional	Altitud [m.s.n.m]	Temperatura [°C]	Ajuste de por altitud y temperatura		
						Tecnología	Potencia	Rendimiento
I. SIN	06 RIB-138	REYNOSA	NORESTE	139	22	Aeroderivada	0.9236	0.9837
						Industrial	0.9397	0.9883
II. BCA	07 PJZ-230	ROSARITO	BAJA CALIFORNIA	10	17	Aeroderivada	0.9814	0.9955
						Industrial	0.9859	0.9968
III. BCS	07 COR-230	COROMUEL	BAJA CALIFORNIA	0	24	Aeroderivada diésel	0.9171	0.9787
						Combustión interna	1.0000	1.0000

Fuente: Elaboración propia.

Se analizaron diferentes tecnologías en los puntos de interconexión anteriormente descritos, determinándose los costos fijos y variables nivelados como se muestran en las tablas 7, 8 y 9;

Tabla 7. Costos Totales Nivelados del SIN.

Sistema Interconectado	Nacional	Turbogás aeroderivada gas		Turbogás industrial gas	
		1	1*	1	1F
	Capacidad Bruta. [MW]	44.70	103.50	91.20	191.60
	Potencia Entregada. [MW]	37.01	84.35	77.02	161.81
	Costos nivelados de inversión [USD/MW-año]	119,180.67	99,935.47	87,306.23	69,885.57
	Costos de operación y mantenimiento fijo [USD/MW-año]	13,932.91	13,932.91	25,307.47	9,456.72
	Costo de terreno nivelado [USD/MW-año]	984.61	734.90	766.54	383.11
	Costos fijos de transporte de combustible [USD/MW-año]	25,143.53	25,413.85	24,054.42	22,898.48
	<b>Costos Fijos Nivelados [USD/MW-año]</b>	<b>159,241.72</b>	<b>140,017.13</b>	<b>137,434.67</b>	<b>102,623.88</b>
	Costos de operación y mantenimiento Variables [USD/MW-año]	6,138.79	6,138.79	6,133.21	8,315.39
	Costos nivelados de combustible [USD/MW-año]	47,780.67	44,942.85	56,099.42	50,733.99
	<b>Costos Variables Nivelados [USD/MW-año]</b>	<b>53,919.46</b>	<b>51,081.65</b>	<b>62,232.62</b>	<b>59,049.38</b>
	<b>Costos Totales Nivelados [USD/MW-año]</b>	<b>213,161.18</b>	<b>191,098.77</b>	<b>199,667.29</b>	<b>161,673.27</b>

Fuente: Elaboración propia



Tabla 8. Costos Totales Nivelados de BCA.

Baja California	Conceptos	Turbogás aeroderivada gas		Turbogás industrial gas	
		1	1*	1	1F
	Capacidad Bruta. [MW]	44.70	103.50	91.20	191.60
	Potencia Entregada. [MW]	39.33	89.62	80.81	169.78
	Costos nivelados de inversión [USD/MW-año]	112,170.46	94,057.26	83,207.30	66,604.52
	Costos de operación y mantenimiento fijo [USD/MW-año]	13,113.37	13,113.37	24,119.31	9,012.74
	Costo de terreno nivelado [USD/MW-año]	1,684.90	1,257.58	1,328.27	663.86
	Costos fijos de transporte de combustible [USD/MW-año]	9,912.14	9,565.82	5,806.78	7,437.91
	<b>Costos Fijos Nivelados [USD/MW-años]</b>	<b>136,880.88</b>	<b>117,994.04</b>	<b>114,461.67</b>	<b>83,719.01</b>
	Costos de operación y mantenimiento Variables [USD/MW-año]	6,138.79	6,138.79	6,133.21	8,315.39
	Costos nivelados de combustible [USD/MW-año]	45,396.14	42,699.94	53,299.73	48,202.07
	<b>Costos Variables Nivelados [USD/MW-año]</b>	<b>51,534.93</b>	<b>48,838.74</b>	<b>59,432.94</b>	<b>56,517.46</b>
	<b>Costos Totales Nivelados [USD/MW-año]</b>	<b>188,415.81</b>	<b>166,832.78</b>	<b>173,894.60</b>	<b>140,236.48</b>

Fuente: Elaboración propia

Tabla 9. Costos Totales Nivelados de BCS.

Baja California Sur	Conceptos	Combustión Interna		Turbogás aeroderivada diésel
		1 [44 MW]	3 [3.6 MW]	[42.3 MW]
	Capacidad Bruta. [MW]	44.0	3.6	42.3
	Potencia Entregada. [MW]	38.4	2.99	34.67
	Costos nivelados de inversión [USD/MW-año]	354,728.07	392,734.95	121,945.10
	Costos de operación y mantenimiento fijo [USD/MW-año]	70,181.08	16,883.98	14,032.69
	Costo de terreno nivelado [USD/MW-año]	3,045.84	7,826.89	3,058.21
	Costos fijos de transporte de combustible [USD/MW-año]	16,674.72	15,636.69	-
	<b>Costos Fijos Nivelados [USD/MW-año]</b>	<b>444,629.71</b>	<b>433,082.52</b>	<b>139,035.99</b>
	Costos de operación y mantenimiento variables [USD/MW-año]	50,611.82	87,138.48	6,138.79
	Costos nivelados de combustible [USD/MW-año]	590,423.51	540,586.53	279,825.26
	<b>Costos Variables Nivelados [USD/MW-año]</b>	<b>641,035.33</b>	<b>627,725.02</b>	<b>285,964.05</b>
	<b>Costos Totales Nivelados [USD/MW-año]</b>	<b>1,085,665.05</b>	<b>1,060,807.54</b>	<b>425,000.04</b>

Fuente: Elaboración propia

De la misma forma se determinaron los Ingresos netos (en exceso de sus costos variables) que cada una de las Tecnologías de Generación habrían obtenido, en promedio, de haber participado en el Mercado del Día en Adelanto en el año 2017, en la Zona de Potencia a la que pertenecen, estos son llamados Ingresos del Mercado de Energía para la Tecnología de Generación de Referencia.

Cumpliendo con los criterios anteriormente descritos, la tecnología seleccionada para ser la Tecnología de Generación de Referencia para cada Zona de Potencia, se muestra en la Tabla 10.

**Tabla 10. Tecnología Seleccionada.**

Sistema	Tecnología	Capacidad [MW]	Costos Fijos Nivelados pesos/MW-año (USD/MW-año)	IMTGR pesos/MW-año (USD/MW-año)
SIN	Turbogás Industrial Gas	191.6	1,968,449.20 (102,623.88)	2,473,357.24 (135,093.92)
BCA	Turbogás industrial gas	191.6	1,605,831.16 (83,719.01)	245,737.47 (13,460.15)
BCS	Turbogás Aeroderivada Diésel	42.3	2,666,877.19 (139,035.99)	184,213.52 (9,953.76)

Fuente: Elaboración propia

Nota: La “*Memoria de Cálculo TGR*” con la que se realizaron los cálculos se encuentra disponible en la siguiente dirección electrónica:

<http://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/TecnologiaGeneracionReferencia.aspx>

Una vez determinados los costos fijos y variables de la TGR de cada Zona de Potencia, el Precio de Cierre de Potencia Estimado para cada Zona de Potencia corresponde al punto de intersección entre la curva de oferta y la curva de demanda estimada, para cada Zona de Potencia de las figuras 2, 3 y 4 correspondientes. Utilizando el Precio de Cierre de Potencia Estimado, se calculó el Precio Máximo de Potencia para cada Zona de Potencia, realizando la diferencia entre dicho Precio de Cierre de Potencia menos los Ingresos del Mercado de Energía para la Tecnología de Generación de Referencia en la Zona de Potencia analizada, siempre y cuando esta diferencia sea mayor o igual a cero.

La tabla 11 muestra el Precio de Cierre de Potencia y el Precio Máximo de Potencia por Zona de Potencia.

**Tabla 11. Precio de Cierre de Potencia y Precio Máximo de Potencia.**

Zona de Potencia	Precio de Cierre de Potencia Estimado (Pesos/MW año)	Precio Máximo de Potencia (Pesos/MW año)
SIN	3,182,982.3564	709,625.1164
BCA	839,849.6967	594,112.2267
BCS	2,938,898.6634	2,754,685.1434

Fuente: Elaboración propia

## SEGUNDA SECCIÓN

### 2. REALIZACIÓN DEL MERCADO PARA EL BALANCE DE POTENCIA

La realización o cierre del Mercado para el Balance de Potencia correspondiente al año de producción 2017, se llevó a cabo el día 28 de febrero del 2018, a este respecto se presenta la siguiente información:

La Obligación Neta de Potencia  
La Oferta de Compra de Potencia  
La Oferta de Venta de Potencia y  
El monto del Cargo para el Aseguramiento de Potencia

La Obligación Neta de Potencia se refiere a la cantidad de Potencia que cada Participante del Mercado tuvo la obligación de adquirir a través del Mercado para el Balance de Potencia para cada Zona de Potencia. Para cada Zona de Potencia el total de las Obligaciones Netas de Potencia es igual al total de las Ofertas de Compra, esto debido a que el Monto Garantizado de Pago de cada Participante cubrió sus respectivas Ofertas de Compra. La tabla 12 muestra los valores de las Obligaciones Netas de Potencia para cada Zona de Potencia.

**Tabla 12. Valores de la Obligación Neta de Potencia y ofertas de compra de Potencia totales.**

Zona de Potencia	Obligaciones Netas de Potencia [MW año]	Ofertas de Compra de Potencia [MW año]
SIN	5,381.84	5,381.84
BCA	263.18	263.18
BCS	135.82	135.82

Fuente: Elaboración propia

El valor de las Obligaciones Netas de Potencia para cada Participante se encuentra disponible en el sitio certificado del Sistema de Información del Mercado y en la siguiente dirección:

<http://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/ResultadosMercadoBalancePotencia.aspx>

Para el Mercado de Balance de Potencia correspondiente al año de Producción 2017, la Potencia Adquirida fue mayor que la suma de todas las Ofertas de Compra de Potencia para cada Zona de Potencia, por lo que en cada Zona de Potencia se adquirió Potencia Eficiente. La tabla 13 muestra los valores totales de las Ofertas de Venta de Potencia, las Ofertas de Compra de Potencia y la Cantidad de Potencia Eficiente adquirida para cada Zona de Potencia.

**Tabla 13. Valores de las Ofertas de Venta de Potencia y Cantidad de Potencia Eficiente Adquirida.**

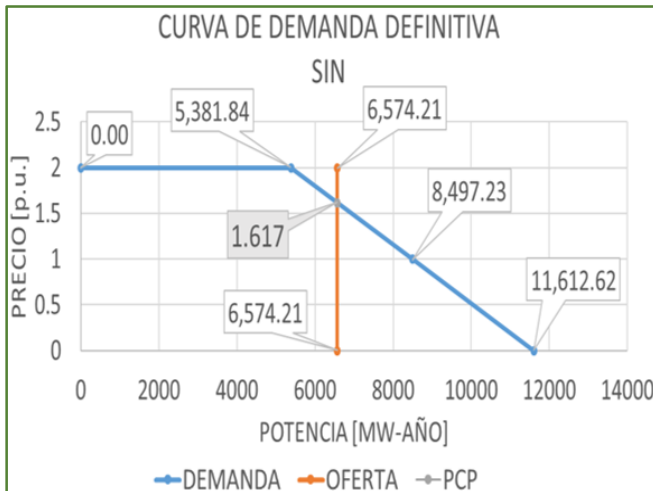
Zona de Potencia	Ofertas de Venta de Potencia [MW año]	Ofertas de Compra de Potencia [MW año]	Cantidad de Potencia Eficiente adquirida [MW año]
SIN	6,574.21	5,381.84	1192.37
BCA	548.20	263.18	285.02
BCS	208.03	135.82	72.21

Fuente: Elaboración propia

Los valores de las Ofertas de Venta de Potencia y las Ofertas de Compra de Potencia para cada Participante se encuentran disponible en el sitio certificado del Sistema de Información del Mercado y en la siguiente dirección:

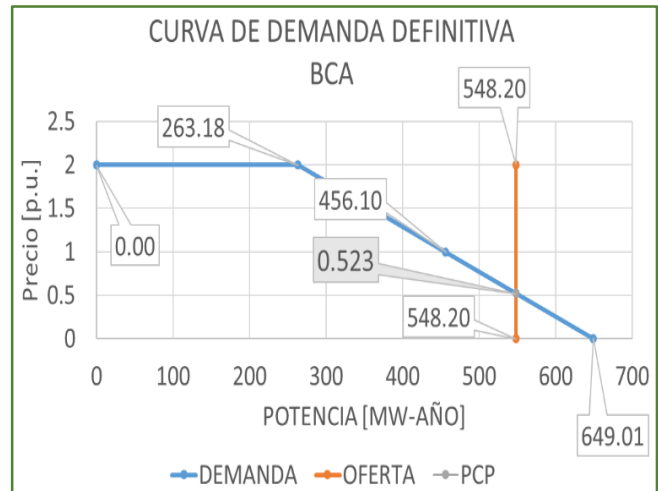
<http://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/ResultadosMercadoBalancePotencia.aspx>

Figura 5. Curva de Demanda para la ZP SIN.



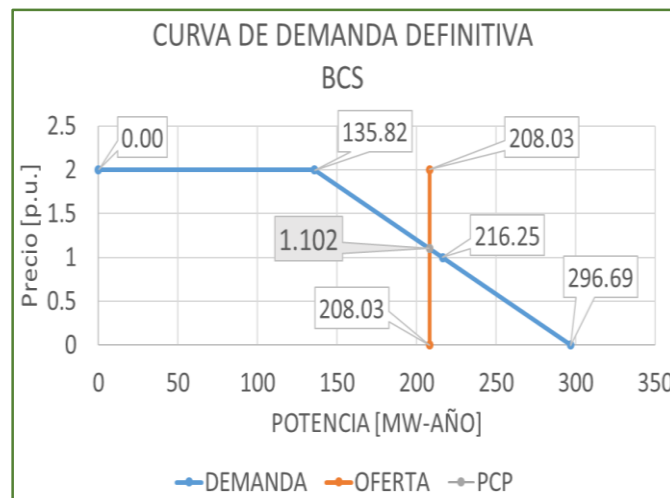
Fuente: Elaboración propia

Figura 6. Curva de Demanda para la ZP BCA.



Fuente: Elaboración propia

Figura 7. Curva de Demanda para la ZP BCS.



Fuente: Elaboración propia

El Precio de Cierre de Potencia para cada Zona de Potencia corresponde al punto de intersección entre la curva de oferta y la curva de demanda definitiva, determinada para cada Zona de Potencia de las figuras 5, 6 y 7 correspondientes. Utilizando el Precio de Cierre de Potencia, se calculó el Precio Neto de Potencia para cada Zona de Potencia, realizando la diferencia entre dicho Precio de Cierre de Potencia menos los Ingresos del Mercado de

Energía para la Tecnología de Generación de Referencia en la Zona de Potencia analizada, siempre y cuando esta diferencia sea mayor o igual a cero. La tabla 14 muestra el Precio de Cierre de Potencia, el Precio Neto de Potencia y el Precio unitario para el Cargo por el Aseguramiento de Potencia.

**Tabla 14. Precios de Cierre de Potencia y Precios Netos de Potencia.**

Zona de Potencia	Precio de Cierre de Potencia [Pesos/MW-año]	Precio Neto de Potencia [Pesos/MW-año]	Precio unitario para el Cargo por el Aseguramiento de Potencia [Pesos/MW-año]
SIN	3,182,982.3564	709,625.1164	709,625.1164
BCA	839,849.6967	594,112.2267	594,112.2267
BCS	2,938,898.6634	2,754,685.1434	2,754,685.1434

Fuente: Elaboración propia

El valor del Cargo para el Aseguramiento de Potencia de cada Participante se encuentra disponible en el sitio certificado del Sistema de Información del Mercado.

Finalmente, el Mercado para el Balance de Potencia del año de producción 2017 liquidará bajo los siguientes montos:

**Tabla 15. Monto total a liquidarse por Potencia.**

Zona de Potencia	Monto total a liquidarse por Potencia (pesos)
SIN	\$4,665,228,037.08
BCA	\$325,689,828.82
BCS	\$573,063,899.32

Fuente: Elaboración propia