INFORME EJECUTIVO

CENACE

CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

MERCADO PARA EL BALANCE DE POTENCIA

AÑO DE PRODUCCIÓN 2016

ÍNDICE

PRESENTACIÓN. 2
PRIMERA SECCIÓN 3
1. PREPARACIÓN DEL MERCADO PARA EL BALANCE DE POTENCIA 3
SEGUNDA SECCIÓN 10
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. 8
TABLA 8. COSTOS TOTALES NIVELADOS DE BCA 8
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 de 2016, 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, los cuales fomentarán una demanda adecuada para contratar Potencia a mediano y largo plazo. En consecuencia, se incentivará el desarrollo de nueva capacidad de generación para el Sistema Eléctrico Nacional en la medida en que se requiera para que el Sistema Eléctrico Nacional pueda satisfacer la demanda eléctrica de los Usuarios Finales bajo condiciones de suficiencia y Seguridad de Despacho conforme a la Política de Confiabilidad que establezca la Secretaría y a los Criterios de Confiabilidad que emita la CRE.

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%[1].

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%.

[1] 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.

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

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 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 a 2016 de porcentajes de Reserva, se realizó el primer Mercado para el Balance de Potencia.

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 este primer Mercado de Balance de Potencia, se consideró conforme a lo establecido en el numeral 4.1.2 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia 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 2016 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 2016, 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
	04-JUL AL 28-OCT	20-JUN AL 31-AGO	23-MAY AL 20-SEP
MÁXIMO	428.51 MW	2,556.00 MW	39,746.91 MW
MÍNIMO	402.00 MW	2,370.94 MW	38,681.64 MW
PROMEDIO	**409.23 MW**	**2,428.88 MW**	**39,022.65 MW**

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	Inicio de operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista	Primer día de cálculo utilizado para identificar las 100 Horas Críticas	Último día de cálculo utilizado para identificar las 100 Horas Críticas
SIN	29/enero/2016 (Hora 673)	29/enero/2016 (Hora 673)	31/diciembre/2016 (Hora 8784)
BCA	27/enero/2016 (Hora 625)	27/enero/2016 (Hora 625)	31/diciembre/2016 (Hora 8784)
BCS	23/marzo/2016 (Hora 1969)	23/marzo/2016 (Hora 1969)	31/diciembre/2016 (Hora 8784)

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 y 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 (OECP)
SIN	44,309.21	41,879.06	39,374.44	36,944.29
BCA	2,472.00	2,388.79	2,430.46	2,347.24
BCS	552.09	449.21	551.18	448.30

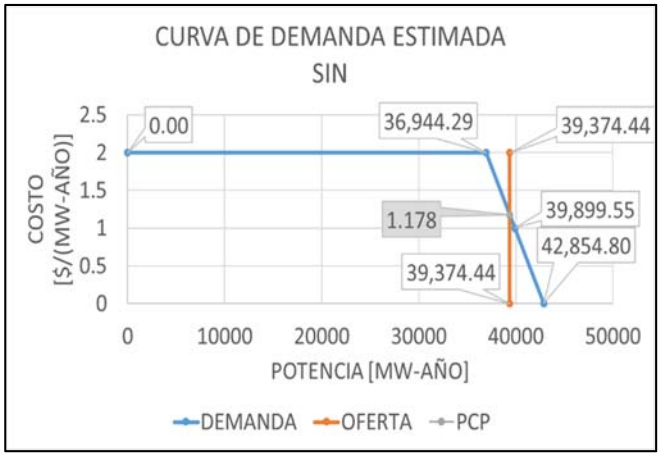
Fuente: Elaboración propia

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

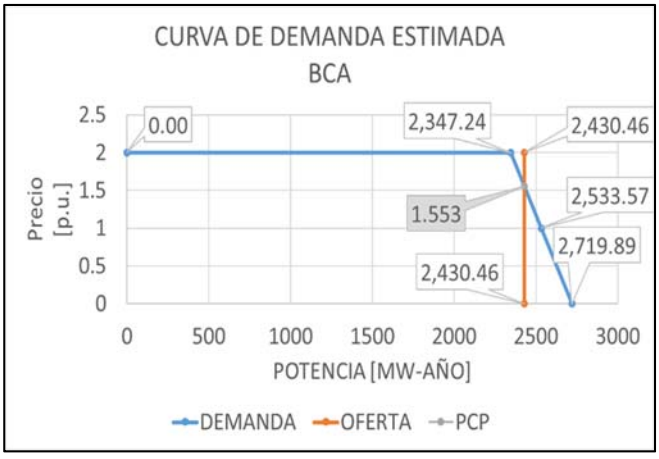
http://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/ObligacionesOfertasPotencia.aspx

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



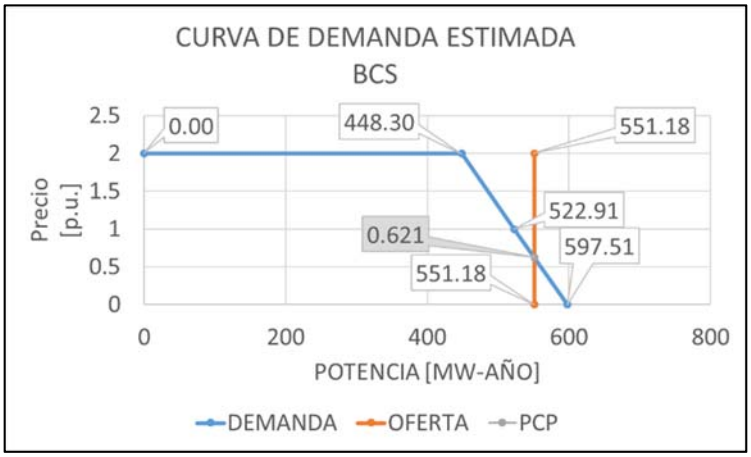
Fuente: Elaboración propia

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



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 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 POTENCIA POR ALTITUD Y TEMPERATURA
I. SIN	06 RIB-138	REYNOSA	NORESTE	139	22	0.95
II. BCA	07 PJZ-230	ROSARITO	BAJA CALIFORNIA	10	17	1
III.BCS	07 COR-230	COROMUEL	BAJA CALIFORNIA	0	24	0.95

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.

		Turbogás aeroderivada gas		Turbogás industrial gas	
		1	1*	1	1F
Sistema Interconectado Nacional	Capacidad Bruta. [MW]	44.70	103.50	88.80	186.50
	Potencia Entregada. [MW]	38.18	88.00	76.88	161.55
	Costos nivelados de inversión [USD/MW-año]	128,566.89	130,399.90	90,432.65	69,051.83
	Costos de operación y mantenimiento fijo [USD/MW-año]	24,022.80	12,139.07	9,580.10	7,988.48
	Costo de terreno nivelado [USD/MW-año]	967.04	713.60	777.92	388.71
	Costos fijos de transporte de combustible [USD/MW-año]	31,297.73	30,123.15	30,588.27	32,003.92
	Costos Fijos Nivelados [USD/MW-año]	**184,854.46**	**173,375.72**	**131,378.93**	**109,432.94**
	Costos de operación y mantenimiento Variables [USD/MW-año]	3,442.58	4,446.21	4,521.75	3,453.37
	Costos nivelados de combustible [USD/MW-año]	50,850.30	49,021.86	61,578.19	55,261.28
	Costos Variables Nivelados [USD/MW-año]	**54,292.87**	**53,468.07**	**66,099.94**	**58,714.65**
	Costos Totales Nivelados [USD/MW-año]	**239,147.33**	**226,843.78**	**197,478.87**	**168,147.58**

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8. Costos Totales Nivelados de BCA.

		Turbogás aeroderivada gas		Turbogás industrial gas	
		1	1*	1	1F
Baja California	Capacidad Bruta. [MW]	44.70	103.50	88.80	186.50
	Potencia Entregada. [MW]	40.18	92.63	80.92	170.05
	Costos nivelados de inversión [USD/MW-año]	122,138.55	123,879.91	85,911.01	65,599.24
	Costos de operación y mantenimiento fijo [USD/MW-año]	22,821.66	11,532.11	9,101.10	7,589.05
	Costo de terreno nivelado [USD/MW-año]	1,670.34	1,232.58	1,343.68	671.40
	Costos fijos de transporte de combustible [USD/MW-año]	16,651.65	16,067.17	12,305.57	16,690.88
	Costos Fijos Nivelados [USD/MW-años]	**163,282.19**	**152,711.77**	**108,661.36**	**90,550.57**
	Costos de operación y mantenimiento Variables [USD/MW-año]	3,442.58	4,446.21	4,521.75	3,453.37
	Costos nivelados de combustible [USD/MW-año]	47,831.32	46,111.43	57,922.29	51,980.43
	Costos Variables Nivelados [USD/MW-año]	**51,273.89**	**50,557.64**	**62,444.05**	**55,433.79**
	Costos Totales Nivelados [USD/MW-año]	**214,556.09**	**203,269.41**	**171,105.41**	**145,984.37**

Fuente: Elaboración propia

Tabla 9. Costos Totales Nivelados de BCS.

	Conceptos	Combustión Interna		Turbogás aeroderivada diésel
		1 [44 MW]	3 [3.6 MW]	[42.3 MW]
Baja California Sur	Capacidad Bruta. [MW]	44.0	3.6	42.3
	Potencia Entregada. [MW]	36.4	2.83	36.42
	Costos nivelados de inversión [USD/MW-año]	390,279.81	455,282.82	124,452.24
	Costos de operación y mantenimiento fijo [USD/MW-año]	71,022.48	32,201.94	22,561.66
	Costo de terreno nivelado [USD/MW-año]	3,258.27	8,372.76	2,948.45
	Costos fijos de transporte de combustible [USD/MW-año]	18,585.52	23,050.04	-
	Costos Fijos Nivelados [USD/MW-año]	**483,146.08**	**518,907.56**	**149,962.35**
	Costos de operación y mantenimiento variables [USD/MW-año]	48,407.57	17,733.04	3,323.87
	Costos nivelados de combustible [USD/MW-año]	468,206.64	589,007.12	183,853.79
	Costos Variables Nivelados [USD/MW-año]	**516,614.21**	**606,740.16**	**187,177.66**
	Costos Totales Nivelados [USD/MW-año]	**999,760.28**	**1,125,647.72**	**337,140.01**

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 2016, 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	186.5	2,245,082.336 (109,432.936)	1,437,382.564 (77,431.888)
BCA	Turbogás industrial gas	186.5	1,857,699.339 (90,550.573)	377,550.719 (20,079.761)
BCS	Turbogás Aeroderivada Diésel	42.3	3,076,567.616 (149,962.351)	670,402.826 (36,081.579)

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 determinada para cada Zona de Potencia de las figuras 2, 3 y 4 correspondiente a la Zona de Potencia analizada. 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.

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	2,644,706.992	1,207,324.428
BCA	2,885,007.073	2,507,456.354
BCS	1,910,548.490	1,240,145.664

Fuente: Elaboración propia

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 2016, se llevó a cabo el día 28 de febrero del 2017, 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	36,944.29	36,944.29
BCA	2,347.24	2,347.24
BCS	448.3	448.3

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 2016, 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.

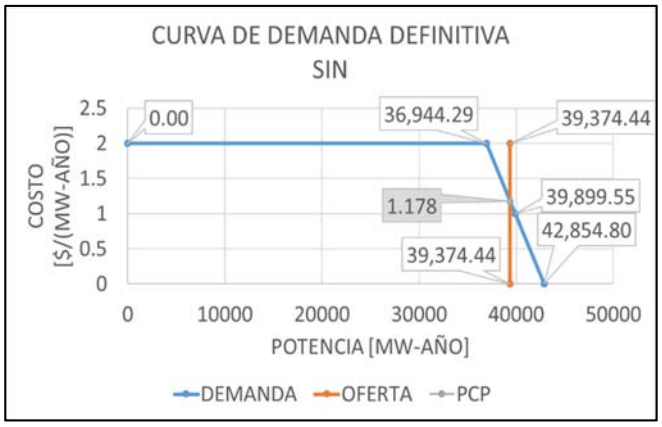
Zona de Potencia	Ofertas de Venta de Potencia [MW año]	Ofertas de Compra de Potencia [MW año]	Cantidad de Potencia Eficiente adquirida [MW año]
SIN	39,374.44	36,944.29	2,430.15
BCA	2,430.46	2,347.24	83.21
BCS	551.18	448.30	102.88

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:

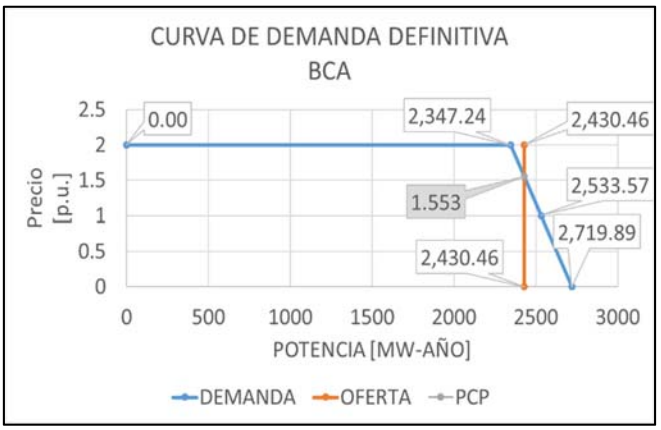
http://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/ResultadosMercadoBalancePotencia.aspx

Figura 5.Curva de Demanda para la ZP SIN.



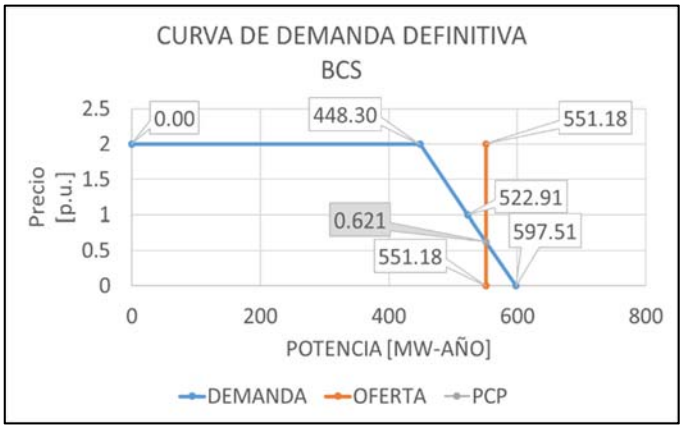
Fuente: Elaboración propia

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 determinada para cada Zona de Potencia de las figuras 5,6 y 7 correspondiente a la Zona de Potencia analizada. 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. La tabla 5 muestra el Precio de Cierre de Potencia y el Precio Máximo de Potencia por Zona 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]
SIN	2,644,706.992	1,207,324.428	1,207,324.428
BCA	2,885,007.073	2,507,456.354	2,507,456.354
BCS	1,910,548.490	1,240,145.664	1,240,145.664

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 y en la siguiente dirección;

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

Finalmente, el Mercado para el Balance de Potencia del año de producción 2016 liquidará bajo los siguientes montos:

Tabla 15. Monto total a liquidarse por Potencia.

Zona de Potencia	Monto total a liquidarse por Potencia (pesos)
SIN	47,537,724,820
BCA	6,094,262,340
BCS	683,549,687

Fuente: Elaboración propia