

## 8. Precio Básico de la Potencia

Para el cálculo del precio básico de la potencia, de acuerdo con el Art. 47° inciso e) de la Ley, se determinó lo siguiente:

- a) El tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, y se calculó la anualidad de la inversión con una tasa de actualización del 12% real.
- b) Asimismo, con Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD del 30.09.2004 se ha aprobado el Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia, y con Resolución OSINERGMIN N° 525-2007-OS/CD fecha 28.08.2007 se han modificado los Artículos 4°, 5°, 6° y 7° del referido Procedimiento, todo lo cual se aplica para la presente Fijación Tarifaria.
- c) La Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta se fija en 3,55% de acuerdo a la Resolución del OSINERGMIN N° 020-2013-OS/CD. Asimismo, dicha resolución en su artículo 2° resuelve:

*“Fijar el Margen de Reserva Firme Objetivo del SEIN desde el 1 de mayo 2013 hasta el 30 de abril de 2017, como el valor obtenido de la diferencia entre 33.3% y el porcentaje que, de la demanda máxima, representen las potencias firmes de las unidades de Reserva Fría de Generación considerando su puesta en operación comercial”*

Por tal, descontando 10.41% (ver siguiente detalle), se obtiene que el MRFO es igual a 22.89%.

Reserva Fría Talara	186.6
Reserva Fría Ilo	460.0
Total	646.6
Máxima Demanda Proyectada (Año 2014)	6213.0
Reserva Fría / Máxima Demanda	10.4%

- d) Se utilizó el TAMEX de 7.9615% vigente al 20 de enero del 2014 según la

publicación oficial del Banco Central de Reserva del Perú, para el cálculo de los intereses durante la construcción, la misma que será actualizada al mes de marzo, conforme el Artículo 50° de la LCE.

- e) De acuerdo con la metodología del Procedimiento del OSINERGMIN, se determinaron los límites mínimo y máximo de la turbina a Gas los cuales fueron 156.78 MW y 209.04 MW respectivamente. Asimismo, de acuerdo con las 5 últimas publicaciones de la Revista GTWH, se procedió a determinar la Capacidad Estándar ISO así como el precio FOB de la Turbina a Gas los mismos que se muestran en el siguiente cuadro. Cabe precisar que se asumió la TG de Santo Domingo de los Olleros como la unidad de ciclo abierto de mayor tamaño del SEIN con una potencia efectiva a condiciones de sitio de 209.04 MW. En concordancia con las proyecciones, la máxima demanda del año 2014 resulta ser igual a 6 210 MW.

Cuadro N° 8.1 Capacidad Estándar ISO y Precio FOB de las Turbinas a GAS

2014		FCTC	FCCS
MDaño (MW)	6 210	0.9804	0.9876

## Rango de CEISO (MW)

3.5%*MDaño	75%*PEFMC	PEFMC	TG1 Santo Domingo de Olleros
217.362	156.780	209.040	
Limite Mínimo	156.780		
Limite Máximo	209.040		

## COSTOS DE INVERSION (Millones US\$) y Potencias ISO (MW) DE TURBINAS A GAS DE LA REVISTA GTWH

GTWH (60 Hz)	V94.2		SGT5-2000E		AE94.2K		GT13E2		7FA		M501F3	
	PBISO	MIII US\$	PBISO	MIII US\$	PBISO	MIII US\$	PBISO	MIII US\$	PBISO	MIII US\$	PBISO	MIII US\$
2006			163.30	29.40			172.20	32.07				
2007/2008			168.00	37.80			179.90	42.43				
2009			168.00	40.85			179.90	43.38				
2010/2011			168.00	38.63			182.20	42.10				
2012	157.000	42.95	166.00	44.89	170.00	46.41	184.50	49.96	184.91	47.76	185.40	47.33
2013	157.000	41.17	166.00	43.07	170.00	44.43	202.70	52.59	184.91	45.74	185.40	45.35

FOBTGi		42.06		41.05		45.42		46.09		46.75		46.34
ni		2.00		5.00		2.00		5.00		2.00		2.00
FOBTGi*ni		84.12		205.24		90.84		230.46		93.50		92.68
N =		18										

CCBGN <sub>so</sub>	157.00		167.20		170.00		185.84		184.91		185.40	
CEISOi	152.014		161.89		164.60		179.94		179.03		179.51	
ni	2.00		5.00		2.00		5.00		2.00		2.00	
CEISOi*ni	304.028		809.45		329.20		899.69		358.07		359.02	
N =	18											

CEISO	169.97 MW
-------	-----------

FOBTG	44 269 miles de US\$
-------	----------------------

## 8.1. CENTRAL TERMOELÉCTRICA

## 8.1.1. PRECIO FOB DE LA CENTRAL

Aplicando la metodología para determinar este costo se ha obtenido un valor de 44 269 Miles de USD, resultado que se puede apreciar en el anterior. Los cálculos correspondientes están sustentados en el Anexo I.

## 8.1.2. REPUESTOS INICIALES, TRANSPORTES MARITIMOS ARANCELES ADVALOREM, GASTOS DE DESADUANAJE

Se ha mantenido el porcentaje utilizado por el OSINERGMIN en la Fijación Tarifaria mayo 2013. Los cálculos correspondientes están sustentados en el Anexo I.

## 8.1.3. OTROS COSTOS

Estos costos son: transporte local, montaje electromecánico, pruebas y puesta en

marcha, supervisión, adquisición de terreno, obras preliminares y cerco, obras civiles, suministro de sistemas de combustible y suministro de sistema contra incendio.

Estos costos se han basado en la Fijación Tarifaria mayo 2013 los cuales se actualizaron con factores de ajuste en moneda nacional y extranjera, para lo cual se procedió a determinar dichos factores en función del tipo de cambio e índices de precios al para mayor (IPM) para moneda nacional y los PPI-USA para moneda extranjera, obteniendo los siguiente resultados:

Cuadro N° 8.2 Factores de Ajuste

Factor de ajuste 2014 M.N.	1.00596
Factor de ajuste 2014 M.E.	0.94433

Asimismo, para determinar los factores de ajuste se tomaron como valores base o iniciales (PPI, IPM, TC) los de la Fijación Tarifaria mayo 2013, y como valores finales los correspondientes al 31.12.2013.

Estos factores deberán ser actualizados al 31.03.2014 conforme lo dispuesto por el artículo 50° de la LCE.

#### **8.1.4. GASTOS GENERALES UTILIDAD DEL CONTRATISTA**

Se ha considerado la fórmula utilizada por el OSINERGMIN en la Fijación Tarifaria mayo 2013 que consiste en el 10% de las obras ejecutadas por el contratista local compuesta por las partidas correspondientes a transporte local, montaje electromecánico, obras civiles, suministro de sistema de combustible y contra incendio, más los seguros establecidos también por el OSINERGMIN en la Fijación Tarifaria mayo 2013. Los cálculos correspondientes están sustentados en el Anexo I.

## **8.2. CONEXIÓN ELÉCTRICA**

### **8.2.1. PRECIO FOB**

Se actualizaron los costos que conforman el Precio FOB de la Fijación Tarifaria mayo 2013, empleando información de la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para el Sistema de Transmisión publicado mediante Resolución OSINERGMIN

N° 010-2013-OS/CD publicado el 29.01.2013.

El costo total de inversión (CTICT + CTICE) resulta ser igual a 62.669 millones de dólares de los Estados Unidos, el cual resulta muy inferior respecto de los costos vigentes de unidades de ciclo abierto, como es el caso de Kallpa 3 (98 millones de USD) o el caso de la TG8 de Santa Rosa (85 millones de USD), unidades que fueron puestas en operación durante el 2010, y operan en base de gas natural de ciclo abierto en las cercanías de Lima.

Cuadro No 8.3.

COSTO TOTAL DE INVERSIÓN DE LA CONEXIÓN ELÉCTRICA (CTI <sub>ca</sub> ) SUMINISTRO DE EQUIPOS (FOB)						Información de OSINERGMIN BD. De los Módulos Estándares de Inversión MOD_INV_2013
Item	Descripción de Partidas	Unid	Metrado	Precio Unitario	Precio Total (USD)	
1.1	<b>TRANSFORMADOR DE POTENCIA</b> Transformador de Potencia Trifásico 220/10 kV, 240 MVA (ONAF), 1050 kVp BIL	Und	1.0	2 603 570	2 603 570	TP-220010-240CO1E
1.2	<b>INTERRUPTOR DE POTENCIA</b> Interruptor, 220 kV, 1050 kVp (BIL), 2000 A, 31.5 kA, operación uni polar, incluye estructura soporte.	Und	1.0	111 229	111 229	INC220UE10503
1.3	<b>CELDA</b> MODULO DE CELDA TIPO CONVENCIONAL, AL EXTERIOR 220 KV COSTA URBANA (de 0 a 1000 msnm) - SIMPLE BARRA - LÍNEA	Und	1.0	423 674	423 674	CE-220COU1C1ESBL3
	<b>BASES DE EQUIPOS Y PORTICOS</b>					
	Bases de Estructuras Metálicas de los Pórticos	UND	0			
	CANALETAS	Cjto	2.5			
	<b>SUB TOTAL OBRAS CIVILES</b>					
	<b>OBRAS ELECTROMECANICAS</b>					
	<b>EQUIPOS PRINCIPALES</b>					
	Seccionador de línea, 220 kV, 1050 KVp (BIL), 2000 A, incluye estructura soporte	UND	1			
	Seccionador de barra, 220 kV, 1050 KVp (BIL), 2000 A, incluye estructura soporte	UND	1			
	Transformador de corriente, 220 kV, 1050 KVp (BIL), 1600-2000/1/1/1A, 2x30 VA - 5P20, 30 VA - CI 0,2, incluye estructura soporte	UND	3			
	Transformador de tensión capacitivo, 220 kV, 1050 KVp (BIL), 220/V3 / 0,1/V3 0,1/V3 kV, 30 VA - 3P, 30 VA - CI 0,2, incluye estructura soporte	UND	3			
			0			
	<b>EQUIPOS COMPLEMENTARIOS</b>					
	Sistema de Barras, Conexiones de A.T.	Cjto	1			
	Control, Protección y Medición	Cjto	1			
	Cables de Control	Cjto	1			
	Conexión al sistema de RTP de los equipos	Cjto	1			
	Estructuras metálicas de los pórticos	Cjto	1			
	<b>PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO</b>	Gbl	1			
	<b>INGENIERIA DE DETALLE</b>	Gbl	1			
1.4	<b>EQUIPO DE SERVICIOS AUXILIARES</b>	Und	1.0	79 645	79 645	SA-010-100COU1
	<b>EQUIPOS PRINCIPALES</b>					
	Transformador trifásico de 100 KVA, 10/0,38-0,22 kV, 75 kVp (BIL)	UND	1			
	Seccionador, 10 kV, 75 kVp (BIL), 100 A	UND	1			
	Generador eléctrico Diesel de 100 KVA, 0,38-0,22 kV	UND	1			
	Banco de baterías, 220 Vcc, 200 A-h.	UND	1			
	Cargador rectificador, 220 Vcc, incluye equipamiento y accesorios	UND	1			
	Tablero de Servicios Auxiliares de 380/220 Vca, para 100 KVA	UND	1			
	Tablero de Servicios Auxiliares de 220 Vcc, para 100 KVA	UND	2			
	Banco de baterías, 48 Vcc, 100 A-h.	UND	1			
	Cargador rectificador, 48 Vcc, incluye equipamiento y accesorios	UND	1			
	Tablero de Servicios Auxiliares de 48 Vcc, para 100 KVA	UND	1			
	<b>EQUIPOS COMPLEMENTARIOS</b>					
	Cables de Control	Cjto	1			
	Conexión al sistema de RTP de los equipos	Cjto	1			
	<b>PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO</b>	Gbl	1			
	<b>INGENIERIA DE DETALLE</b>	Gbl	1			
1.50	<b>EQUIPO DE TELECOMUNICACIONES</b>					
	SISTEMA DE TELECOMUNICACIONES - INCREMENTAL DE EMPRESA MEDIANA - 1 SETS		1.0	75 355	75 355	TELI-CO-MED01
1.60	<b>RED DE TIERRA</b>					
	Red de tierra profunda y superficial que comprende conductor y conexiones		1.0	62 287	62 287	RT-COENE220SB060SB-02-13
1.70	<b>INSTALACIONES ELÉCTRICAS AL EXTERIOR</b>					
	Módulo de instalaciones eléctricas al exterior Tipo Convencional - Tensión 60 kV en costa		1.0	51 420	51 420	IE-COC1E060LT-01
1.80	<b>CENTRO DE CONTROL</b>					
	CENTRO DE CONTROL - EMPRESA PEQUEÑA - 1 SETS		1.0	233 341	233 341	CC-CO-PEQ01
	<b>TOTAL FOB SUBESTACIÓN DE SALIDA</b>			<b>USD</b>	<b>3 640 522</b>	

Cuadro No 8.4

CENTRAL TERMoeLECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		44 269.08		44 269.08
Repuestos iniciales	2.50%	1 106.73		1 106.73
Transporte y Seguro Marítimo	4.00%	1 770.76		1 770.76
Aranceles ad-valorem	0.00%		0.00	0.00
Gastos de desaduanaje	0.80%		377.17	377.17
Transporte local			205.07	205.07
Montaje electromecánico		545.04	1 044.64	1 589.68
Pruebas y puesta en marcha		494.75		494.75
Supervisión		247.67	474.77	722.44
Adquisición de terreno (incluye sub estacion)			287.01	287.01
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestacion)			121.84	121.84
Obras civiles			1 797.00	1 797.00
Suministro de sistema de combustible (incluye monitore continuo de emisiones)			1 382.56	1 382.56
Suministro de sistema contra incendio			179.43	179.43
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 214.88	1 214.88
Intereses Durante la Construcción (1)	5.12%	2 454.31		2 842.33
Costo Total de Inversión de la Central Termoelectrica (CTI <sub>CT</sub> )		50 393.60	7 967.15	58 360.75

  

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		3 662.23		3 662.23
Transporte y Seguro Marítimo	4.00%	146.49		146.49
Aranceles ad-valorem	0.00%		0.00	0.00
Gastos de desaduanaje	0.80%		30.47	30.47
Transporte local			18.82	18.82
Obras civiles			36.99	36.99
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			131.81	131.81
Supervisión			48.31	48.31
Gastos Generales - Utilidad Contratista			23.59	23.59
Intereses Durante la Construcción (1)	5.12%	194.99		209.84
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI <sub>CE</sub> )		4 003.71	304.83	4 308.54

  

ANUALIDAD DE LA INVERSION				
CENTRAL TERMoeLECTRICA				
		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Vida Útil (años)	20			
Factor de Recupero de Capital	13.39%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Central Térmica (aCTI <sub>CT</sub> )		6 746.63	1 066.63	7 813.27

  

CONEXIÓN ELECTRICA				
		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Vida Útil (años)	30			
Factor de Recupero de Capital	12.41%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Conexión Eléctrica (aCTI <sub>CE</sub> )		497.03	37.84	534.88

  

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento				
		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)			1 042.97	1 042.97
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)		756.28		756.28
Participación		78.84%	21.16%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)		10.59	US\$ / kW-año	

  

Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (aINV)	49.12	US\$ / kW-año	
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)	59.70	US\$ / kW-año	
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)	62.72	US\$ / kW-año	
<b>Precio Básico de la Potencia (PBP)</b>	<b>79.92</b>	<b>US\$ / kW-año</b>	

  

Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE <sub>ISO</sub> )	169.97	MW	
Potencia Efectiva (PEF)	161.8	MW	
Factor de Ubicación (FU)	1.0506		
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)	22.89%		
Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad (TIF)	3.55%		

(1) Tamex = 7.9615% vigente al 20.01.14

## 8.2.2. COSTOS FIJOS DE PERSONAL DE LA UNIDAD DE PLANTA

En el rubro "Sueldo bruto USD/mes" del Cuadro No 8.5 los montos fueron actualizados por el factor de ajuste en moneda nacional por ser costos a ser cubiertos en el País. Además se ha mantenido los porcentajes por concepto de seguros multiriesgo que es el 5% del costo total de inversión de la central de punta y de su conexión al sistema. Los cálculos correspondientes están sustentados en el Anexo I.

000050

C

C

Cuadro No 8.5 Costos Fijos de Personal de la Unidad de Punta

Descripción	Cantidad	Sueldo Bruto USD/mes	Sueldo Bruto USD/año
Gerente de planta o Jefe de planta	1	4 071.65	48 859.80
Gerente de Operaciones	1	3 091.80	37 101.54
Gerente de Mantenimiento y Planificación	1	3 091.80	37 101.54
Jefe de turno	2	2 519.10	60 458.47
Operadores (dos turnos)	4	1 366.58	65 595.84
Supervisor mecánico	1	2 519.10	30 229.23
Supervisor eléctrico e Instrumentación y Control	1	2 519.10	30 229.23
Personal de mantenimiento	4	1 366.58	65 595.84
Seguridad industrial	1	1 252.07	15 024.82
Personal de seguridad	11	521.70	68 863.78
Total anual			459 060.11
Leyes sociales 42.3%			194 335.45
Gastos generales 30%			137 718.03
Seguros Multiriesgo			313 346.45
Total anual			1 104 460.04

### 8.2.3. COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Se ha considerado el monto resultante de la proyección de horas equivalentes de operación de 751.8 (Miles USD) como se puede apreciar en el cuadro 8.4, valor que fue actualizado por el factor de ajuste en moneda extranjera, obteniéndose 756.28 (Miles USD) tal como se muestra en el cuadro 8.6.

Cuadro No 8.6 Costos Fijo de Operación y Mantenimiento

Cálculo del CFNC de Mantenimiento para Turbogases

Tipo = V84.3A Siemens  
PEfectiva = 161.8 MW  
Tasa = 12% Anual

Mantenimientos	EOH
Combustor	8000
Ruta de gases calientes	24000
Mayor	48000

Fórmula  $EOH = a^*OBLOH + HOD + c^*NAN$ 

Factores  
a = 1  
b = 0.068  
c = 10

EOH Horas Equivalentes Operación  
OBLOH Horas Operación carga base  
HOD Horas Operación cambios rápidos de temperatura (Horas Dinamicas equiv)  
NAN: Numero de Arranques  
b: Factor de carga punta  
a: Factor de operación carga base  
c: Factor para cada arranque

OBLOH	200	400	600	800	1,000	1,200	1,400	1,600	1,800	2,000	2,200	2,400	2,600	2,800
HOD (=b*OBLOH)	14	27	41	54	68	81	95	108	122	135	149	162	176	190
NAN	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
HO/A	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
HEO	2.214	2.427	2.641	2.854	3.068	3.281	3.495	3.708	3.922	4.135	4.349	4.562	4.776	4.990
APM	3.614	3.296	3.030	2.803	2.608	2.438	2.289	2.157	2.040	1.935	1.840	1.753	1.675	1.603
<b>Resultados</b>														
Total Actual (KUS\$)	6.126	7.938	8.757	9.638	10.390	11.291	11.992	13.866	14.648	15.513	16.246	17.058	17.744	19.748
Anualidad (KUSS)	820	1.063	1.172	1.290	1.391	1.512	1.605	1.856	1.961	2.077	2.175	2.284	2.376	2.644
Energía Anual (MWh)	32.356	64.711	97.067	129.422	161.778	194.133	226.489	258.844	291.200	323.556	355.911	388.267	420.622	452.978
Mant. Unitario (Mils/KWh)	25.35	16.42	12.08	9.97	8.60	7.79	7.09	7.17	6.73	6.42	6.11	5.88	5.65	5.84
CFNC Fijo (KUS\$/año)	751.801													

### 8.3. PRECIO BÁSICO DE POTENCIA

El Precio Básico de Potencia resulta ser igual a 79.92 USD/kW-año, como se aprecia en el Cuadro No 8.7 y en mayor detalle en el cuadro No 8.4. Los cálculos correspondientes están sustentados en el Anexo I.

Cuadro No 8.7

Ítem	Costo	Unidad	Turbogenerador	Conexión	Costos Fijos			Total
					Personal	CFNC	Total C.F.	
1	Costo Total	Millón USD	58.36	4.31				62.67
2	Costo Total	Millón USD/año	7.81	0.53	1.04	0.76	1.80	10.15
3	Sin MRFO y TIF	USD/kW-año	48.30	3.31	6.45	4.67	11.12	62.72
4	Con MRFO y TIF	USD/kW-año	61.54	4.21	8.21	5.96	14.17	<b>79.92</b>

## Notas:

- Costo de la capacidad estándar de la unidad de punta ( CE ISO ) de 170 MW con su respectiva conexión.
- Anualidad de la inversión considerando una vida útil de 20 años para el generador y 30 años para su conexión.  
Tasa de actualización de 12 %.
- Costo anual por unidad de potencia efectiva en Lima sin considerar la Tasa de Indisponibilidad Fortuita ni el Margen de Reserva Firme Objetivo.  
El factor de ubicación es 1.0506 por lo tanto la Potencia Efectiva es: 161.8 MW
- Costo anual incluyendo la Tasa de Indisponibilidad Fortuita (3.55%) y el Margen de Reserva Firme Objetivo (22.89%) y Tasa de Interés durante la construcción igual a TAMEX = 7.96% al 20.01.14

Al realizar la comparación entre el Precio Básico de la Potencia de la presente propuesta y la Resolución 053-2013-OSINERGMIN (FITA Mayo 2013), se observa lo siguiente:

Cuadro N° 8.8

Caso	USD/kW-año	S./kW-mes	T.C. (S./USD)
Informe Reformulado	79.74	17.67	2.796
Res. 053-2013 Osinerg (FITA 2013)	85.18	17.82	2.646
Variación	-6.2%	-0.8%	

Se observa una variación de 6.2% la cual se debe por tener, en esta fijación tarifaria, un MRFO (22.89%) menor al MRFO fijado en el año 2013. Si perjuicio de lo anterior, el Subcomité emite los siguientes comentarios:

1. La "bolsa" del pago de potencia es una expresión del costo unitario de potencia y la máxima demanda (ingreso es igual a precio por demanda). Esto da origen a la bolsa de ingresos que se distribuyen entre los generadores en función de los criterios que establece la LCE, su Reglamento y los Procedimientos del COES. Sin embargo, estos ingresos, así calculados, no otorgan los incentivos suficientes para la existencia de una reserva en el sistema (es decir, incentivos para la existencia de una capacidad por encima de la máxima demanda). Debido a ello, es necesaria la creación de un concepto que haga que esta bolsa de ingresos se incremente y así dar señales de inversión para cubrir la demanda de punta y de una reserva que provea confiabilidad al sistema frente a cualquier contingencia. Como no se puede crear demanda, se debe incrementar el precio.

2. El MRFO responde a este concepto. Se trata de un porcentaje que se agrega al precio de potencia para otorgar una señal de incentivos a la inversión en centrales de punta y de reserva. Mientras mayor sea el MRFO, mayor será la bolsa de ingresos que los generadores deberán distribuirse. Sin embargo, con la regla que señala que el MRFO debe reducirse sustrayendo el porcentaje que la reserva fría representa respecto de la máxima demanda, todo el concepto detrás de esta regulación se trastoca.

3. Aparentemente, lo que se ha asumido es que como ya hay reserva fría en el sistema (con un régimen de pagos diferenciado y por fuera de las transferencias de potencia), ya no es necesario mantener el MRFO. Esto está muy alejado de la realidad y muestra un desconocimiento de la reserva operativa del sistema. En la realidad lo que se está haciendo es quitar el único incentivo que había para la instalación y operación de centrales de reserva, pudiendo llegarse al absurdo de que el MRFO sea cero (ningún incentivo), o inclusive sea negativo, con lo cual el precio de potencia no sólo dejaría de proveer señales de inversión sino que sería un desincentivo absoluto en tanto el precio de potencia se vería reducido. Esto ocurrirá si se instalan más centrales de reserva fría, hasta que igualen o superen el 33% de la máxima demanda del sistema. Al día de hoy, la reserva fría en operación comercial es del orden del 10% de la demanda del sistema. Ello sumado a la reserva fría que será operativa en el siguiente año, podría llegarse a tener probablemente 15% de la máxima demanda. Y así sucesivamente.

4. Debe dejarse sentada la posición de que esta regulación no sólo es inconveniente debido a la situación por la que atraviesa la reserva operativa en el SEIN, sino que se trata de una regulación que ha dejado de responder al concepto de que los pagos de potencia deben proveer de incentivos suficientes para la instalación y operación de centrales de punta y de reserva. Al día de hoy, la reserva fría no es la única reserva del sistema, sino que existen otras centrales que proveen el mismo nivel de seguridad y confiabilidad.

Por todo lo mencionado, sin perjuicio alguno, consideramos que debe modificarse la disposición que establece que del MRFO debe descontarse el porcentaje que representa la reserva fría respecto de la máxima demanda del sistema.