

ANEXO H

PRECIO BASICO DE POTENCIA

H1: CALCULO DEL PRECIO BASICO DE POTENCIA DEL SEIN

**H2: COPIA DE INFORMACION DE LAS REVISTAS GAS
TURBINE WORLD HANDBOOK**

Se adjunta en medio digital:

- **PBP.xls:** Cálculo del Precio Básico de Potencia propuesta del COES.
- **CFOyM:** Cálculo del Costo Fijo de Operación y Mantenimiento.

H1: CALCULO DEL PRECIO BASICO DE POTENCIA DEL SEIN

CALCULO DEL PRECIO BASICO DE POTENCIA DEL SEIN

1. Objetivo

Determinar el Precio Básico de Potencia para la Fijación Tarifaria mayo 2005, teniendo en consideración el "Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia" (en adelante Procedimiento) aprobado según Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD del 30.09.2004.

2. Metodología

La metodología para determinar el Precio Básico de Potencia sigue lo determinado en el Procedimiento, que contempla los siguientes puntos.

- Se determina el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de máxima demanda anual del sistema.
- Se determina la conexión eléctrica para la interconexión al SEIN.
- Se determina la anualidad de la inversión de la central y de la Conexión eléctrica. Dicha anualidad se expresa como costo unitario de capacidad estándar.
- Se determina el Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar, considerando la distribución de los costos comunes entres todas las unidades de la central. Dicho Costo se expresa como costo unitario de capacidad estándar.
- Se determina el Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar como la suma de los costos unitarios estándares de la Anualidad de la Inversión mas el Costo Fijo de Operación y Mantenimiento estándar.
- Se determina la Potencia efectiva de la unidad y el factor de ubicación.
- Se determina el Costo de Capacidad por unidad de potencia efectiva como el Costo de Capacidad por unidad de Potencia estándar por el factor de ubicación.
- Se determina el Precio Básico de Potencia como el producto del Costo de Capacidad por unidad de potencia efectiva y los factores que toman en cuenta la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la Unidad y el Margen de Reserva Firme Objetivo.

3. Selección de la Unidad de Punta

3.1 Tipo de unidad de generadora

La unidad generadora que suministra potencia adicional durante las horas de máxima demanda del SEIN es una turbina a gas del tipo industrial, operando con diesel 2.

3.2 Ubicación de la unidad de punta

Se ha mantenido la ubicación de la unidad de punta es en la barra San Juan 220 kV, debido a que el sistema no ha presentado una variación significativa en la distribución de cargas del SEIN.

3.3 Capacidad estándar de la unidad de punta (CE_{ISO}) y número de unidades requeridas (NUR)

3.3.1 Límites de la Capacidad estándar de la unidad de punta (CE_{ISO})

De acuerdo a lo determinado en el Procedimiento la unidad de punta será no menor de 3.5% (límite inferior) ni mayor de 5% (límite superior) de la máxima demanda anual del sistema.

$$3.5\% * MD_{año} < CE_{ISO} < 5.0\% * MD_{año}$$

$MD_{año}$: La máxima demanda del año 2004 ha sido de 3131 MW.

Por lo tanto la CE_{ISO} debe estar dentro de los siguientes límites.

$$3241 \text{ MW} < CE_{ISO} < 3288 \text{ MW}$$

3.4 Cálculo de la Capacidad Estándar de la unidad de Punta

La Capacidad Estándar de la unidad de Punta se determina de la siguiente manera:

$$CE_{ISO} = CCBGN_{ISO} * FCTC * FFCC$$

Donde:

$CCBGN_{ISO}$: Capacidad nominal ISO en carga base con gas natural a condiciones estándar ISO, obtenida como el promedio aritmético de las últimas publicaciones Gas Turbina World Handbook (GTWH).

FCTC: Factor de corrección por tipo de combustible igual a 0.9804.

FFCC.: Factor de corrección por condiciones de servicio igual a 0.9876.

En el Anexo H1 se adjunta copia de las 4 últimas publicaciones de la revista GTWH, en el caso de la Revista GTWH 1998/1999 se ha considerado los valores utilizados por el OSINERG en el Informe OSINERG-GART/DGT N° 066A, en el Cuadro No 1 se muestra la Capacidad Estándar de las unidades W501D5A y GT11N2 que son las unidades que cumplen con lo señalado en el numeral 3.3.1

3.2 Ubicación de la unidad de punta

Se ha mantenido la ubicación de la unidad de punta es en la barra San Juan 220 kV, debido a que el sistema no ha presentado una variación significativa en la distribución de cargas del SEIN.

3.3 Capacidad estándar de la unidad de punta (CE_{ISO}) y número de unidades requeridas (NUR)

3.3.1 Límites de la Capacidad estándar de la unidad de punta (CE_{ISO})

De acuerdo a lo determinado en el Procedimiento la unidad de punta será no menor de 3.5% (límite inferior) ni mayor de 5% (límite superior) de la máxima demanda anual del sistema.

$$3.5\% * MD_{año} < CE_{ISO} < 5.0\% * MD_{año}$$

$MD_{año}$: La máxima demanda del año 2004 ha sido de 3131 MW.

Por lo tanto la CE_{ISO} debe estar dentro de los siguientes límites.

$$3241 \text{ MW} < CE_{ISO} < 3288 \text{ MW}$$

3.4 Cálculo de la Capacidad Estándar de la unidad de Punta

La Capacidad Estándar de la unidad de Punta se determina de la siguiente manera:

$$CE_{ISO} = CCBGN_{ISO} * FCTC * FCCS$$

Donde:

$CCBGN_{ISO}$: Capacidad nominal ISO en carga base con gas natural a condiciones estándar ISO, obtenida como el promedio aritmético de las últimas publicaciones Gas Turbina World Handbook (GTWH).

FCTC: Factor de corrección por tipo de combustible igual a 0.9804.

FCCS.: Factor de corrección por condiciones de servicio igual a 0.9876.

En el Anexo H1 se adjunta copia de las 5 últimas publicaciones de la revista GTWH, en el Cuadro 1 se muestra la Capacidad Estándar de las unidades W501D5A y GT11N2 que son las unidades que cumplen con lo señalado en el numeral 3.3.1

Cuadro No 1
Capacidad Estándar de la unidad de Punta

UNIDAD	REVISTA	CE _{ISO} MW	CCBGN _{ISO} MW	FCTC	FCCS
GT11N2	Revista GTWH 1998/99	111.8	115.5	0.9804	0.9876
	Revista GTWH 1999/00	110.4	114.0	0.9804	0.9876
	Revista GTWH 2000/01	112.8	116.5	0.9804	0.9876
	Revista GTWH 2001/02	112.8	116.5	0.9804	0.9876
	Revista GTWH 2003	112.8	116.5	0.9804	0.9876
	Promedio	112.1			
W501D5A	Revista GTWH 1998/99	118.6	122.5	0.9804	0.9876
	Revista GTWH 1999/00	118.6	122.5	0.9804	0.9876
	Revista GTWH 2000/01	116.7	120.5	0.9804	0.9876
	Revista GTWH 2001/02	116.7	120.5	0.9804	0.9876
	Revista GTWH 2003	116.7	120.5	0.9804	0.9876
	Promedio	117.4			

Como más de una unidad cumplen con los requisitos establecidos a la unidad de punta, entonces la capacidad estándar de la unidad de punta será el cociente de dividir la suma de las dos capacidades estándar de cada unidad entre el número de unidades

$$CE_{ISO} = (112.1 + 117.4) / 2 = 114.8 \text{ MW}$$

4. Determinación del Costo de la Anualidad de los Costos de Inversión

4.1 Costo Total de la Inversión de la Central Termoeléctrica (CTI_{CT})

El costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTI_{CT}) se determina a partir del precio FOB del módulo de generación en el Cuadro No 2 se muestra el cálculo del Precio FOB para las dos unidades que cumplen con los requisitos establecidos a la unidad de punta.

Cuadro No 2
Precio Promedio FOB de cada unidad

UNIDAD	REVISTA	FOB miles US\$
GT11N2	Revista GTWH 1998/99	21800
	Revista GTWH 1999/00	22800
	Revista GTWH 2000/01	23900
	Revista GTWH 2001/02	24100
	Revista GTWH 2003	19700
	Promedio	22450
W501D5A	Revista GTWH 1998/99	22400
	Revista GTWH 1999/00	24500
	Revista GTWH 2000/01	25500
	Revista GTWH 2001/02	25800
	Revista GTWH 2003	19900
	Promedio	23620

Como existen dos unidades de punta, el precio FOB de la unidad de punta será el cociente de dividir la suma de los precios FOB de cada unidad entre el número de unidades.

$$FOB_{TG} = (22\,460 + 23\,620) / 2 = 23\,040 \text{ miles US\$}$$

Para determinar el Costo Total de Inversión al precio FOB se le deben sumar los siguientes rubros, costos de repuestos iniciales, transporte y seguro marítimo, aranceles ad-valorem, gastos de desaduanaje, transporte local, obras civiles suministro de sistema de combustible, suministro de sistema contra incendio, suministro de materiales eléctricos, montaje electromecánico, pruebas y puesta en marcha, supervisión, gastos generales y utilidades del contratista local e intereses durante la construcción, para lo cual se ha utilizado el TAMEX igual a 9.25% al 30.12.2004, en el Cuadro No 3 se muestra el Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica.

Cuadro No 3
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica

DESCRIPCION	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$
Precio FOB	23 040.00	
Repuestos Iniciales	576.00	
Transporte y Seguro Marítimo	921.60	
Aranceles ad-valorem		981.50
Gastos de desaduanaje		196.30
Transporte local		202.67
Montaje electromecánico	293.38	569.40
Pruebas y puesta en marcha		120.50
Supervisión	241.72	469.23
Adquisición de terreno (incluye sub estación)		283.66
Obras Preliminares y Cerca (incluye subestación)		120.42
Obras civiles		341.92
Suministro de sistema de combustible		1 003.41
Suministro de sistema contra incendio		177.34
Gastos Generales - Utilidad Contratista		215.16
Intereses Durante la Construcción	1 103.99	205.13
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica	26 176.69	4 887.65

4.2 Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI_{CE})

El Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica debe considerar los siguientes el precio FOB, , transporte y seguro marítimo, aranceles ad-valorem, gastos de desaduanaje, transporte local, obras civiles ingeniería, montaje, pruebas y puesta en servicio, supervisión, gastos generales e intereses durante la construcción considerando el TAMEX al 30.12.2004 igual 9.25%, en cuadro No 4 se muestra el Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica.

Cuadro No 4
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica

DESCRIPCION	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$
Precio FOB	1 198.45	
Transporte y Seguro Marítimo	47.86	
Aranceles ad-valorem		49.77
Gastos de desaduanaje		9.95
Transporte local		18.60
Obras civiles		24.37
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local		130.27
Supervisión		47.74
Gastos Generales - Utilidad Contratista		26.38
Intereses Durante la Construcción	54.79	13.52
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica	1 299.08	320.82

4.3 Anualidad de la Inversión (aINV)

La anualidad de la inversión expresada como costo de la capacidad estándar es igual a la suma de la aCTI_{CT} y la aCTI_{CE} dividida entre la capacidad estándar de la unida de punta.

Para el cálculo de la anualidad de la inversión se debe determinar primero el Factor de Recuperación de Capital (FRC) para Central Térmica y la Conexión Eléctrica, en el Cuadro No 5 se muestra el detalle de cálculo la Anualidad de la Inversión.

Cuadro No 5
Anualidad de la Inversión de la Central Termoeléctrica y Conexión Eléctrica

	CTI _{CT} Miles US\$	FRC _{CT}	aCTI Miles US\$/año
Central Térmica (aCTI _{CT})	31 084.34	13.39%	4 158.86
Conexión Eléctrica (aCTI _{CE})	1 619.71	12.41%	201.08

Finalmente, la Anualidad de la Inversión de la unidad de punta expresada como costo unitario de capacidad estándar se muestra a continuación.

$$aINV = (aCTI_{CT} + aCTI_{CE}) / CE_{ISO}$$

Cuadro No 6
Anualidad de la Inversión de la unidad de Punta

aCTI _{CT} Miles US\$ / año	aCTI _{CE} Miles US\$ / año	CE _{ISO} MW	aINV US\$ / kW-año
4 158.88	201.08	114.8	37.96

5. Costo Fijo anual de Operación y mantenimiento estándar

5.1 Costos Fijos de Personal y Otros

Los Costos Fijos de Personal y Otros cubren la dotación de personal necesario para operar y mantener en forma la central, los beneficios sociales que de acuerdo a las normas y dispositivos legales se aplican a las relaciones laborales, los gastos generales y necesidades adicionales de personal administrativos fijos de la central, este monto es igual a 461.88 miles US\$.

5.2 Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)

Los Costos Fijos de Operación y Mantenimiento corresponden a la parte de los costos de repuestos requeridos por la unidad de punta, considerados como costos fijos, en razón del régimen de operación de la unidad, de las características y requerimientos de mantenimiento la unidad.

Los CFOyM se determinado considerando los siguientes metodología:

- Se ha determinado los costos actualizados de operación y mantenimiento en que incurrirá la unidad de punta para diversas horas de operación anuales, considerando la tasa del Artículo 79° de la LCE. Para ello, se ha tomado como base las recomendaciones de mantenimiento estándar del fabricante, los costos y frecuencias de repuestos disponibles de conformidad con las recomendaciones del fabricante.
- Para cada una de las horas de operación anuales, se ha determinado la energía producida correspondiente a dichas horas, como el producto de las horas de operación anuales por la capacidad estándar CE_{ISO} considerada.
- Se ha realizado una regresión lineal de la anualidad de los costos de operación y mantenimiento, determinados en i., versus la energía producida, determinada en ii., de acuerdo con las horas de operación evaluadas.
- Se ha tomado como CFOyM el máximo que resulte de comparar el valor de cero y el valor del intercepto que resulte de la regresión lineal efectuada en iii.

Para la aplicación de esta metodología se ha considerado lo siguiente:

- La información utilizada para el cálculo del CFOyM corresponde a la unidad turbo gas W501D5A por ser la unidad con la cual se cuenta con mayor información.
- Se ha considerado los siguientes trabajos de mantenimiento, mayor de combustores, ruta de gases calientes y mayor.
- Para el cálculo de las Horas Equivalentes de Operación (EOH) se ha utilizado la siguiente ecuación:

$$EOH = a(GBLOH+g*OBLOH) + b(GPLOH+g*OPLOH) + c*NS + d*ES + e*TGH + f*TS$$

Donde:

a=1, b=3, c=20, d=400, e=0,01, f=20, g=1,3

GBLH = Horas de operación a carga base con combustible gas.

OBLOH = Horas de operación a carga base con combustible diesel = NS * HOA.

GPLOH = Horas de operación a carga pico con combustible gas.

OPLOH = Horas de operación a carga pico con combustible diesel.

NS = Número de arranques normales.

ES = Número de arranques de emergencia.

TGH = Horas de virado.

TS = Número de disparos.

HOA = Horas de operación por arranque normal = desde 1 hasta 14, con pasos unitarios.

- A partir de la aplicación de la fórmula anterior, se ha determinado el programa de mantenimientos asociado a cada nivel de EOH anuales durante la vida útil de la unidad
- Se ha determinado el costo actualizado, considerando la tasa del Artículo 79° de la LCE, asociado a cada EOH, que a su vez está asociado a un número de HOA específico.
- Se ha determinado la anualidad del costo actualizado determinado en e).
- Se ha determinado la energía asociado a cada número de HOA como el producto de 8760 horas y la capacidad estándar determinada en el numeral 3.4.
- Se realizará la regresión de la anualidad de los costos determinada en f) respecto de la energía determinada en g).

En el Cuadro No 7 se muestran los resultados del cálculo de los Costos Fijos de Operación y Mantenimiento. Se adjunta en medio digital la hoja "CFOyM.xls" con los cálculos respectivos.

Cuadro No 7
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento

BLOH	260	520	780	1,040	1,300	1,560	1,820	2,080	2,340	2,600	2,860	3,120	3,380	3,640
GBLOH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
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
PLOH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GPLOH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OPLOH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NS	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
ES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TGH	8,560	8,360	8,160	7,960	7,760	7,560	7,360	7,160	6,960	6,760	6,560	6,360	6,160	5,960
TS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HOA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
EOH	4,346	4,604	4,862	5,120	5,378	5,636	5,894	6,152	6,410	6,668	6,926	7,184	7,442	7,700
APM	1,841	1,738	1,646	1,563	1,488	1,420	1,357	1,300	1,248	1,200	1,155	1,114	1,075	1,039
CNC Variable (Miles/kWh)		3,50												
CFOyM (miles US\$/año)		945,047												

5.3 Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar (CFaOyMe)

El Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar (CFaOyMe) expresado como costo unitario de capacidad estándar es igual a la suma de los Costos Fijos de Personal y Otros (CFPyO) y los Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM), dividida entre la capacidad estándar de la unidad de punta, tal como se muestra a continuación:

$$CFaOyMe = (CFOyM + CFPyO) / CE_{ISO}$$

Cuadro No 8
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar

CFOyM	CFPyO	CE _{ISO}	CFaOyMe
Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	MW	US\$ / kW-año
945.0	481.9	114.8	12.26

6. Costo de Capacidad por unidad de Potencia

6.1 Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar (CCUPS)

El Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar es la suma de los costos unitarios estándares de la Anualidad de la Inversión más la Operación y Mantenimiento:

$$CCUPS = CFaOyMe + aINV$$

Cuadro No 9
Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar

aINV	CFaOyMe	CCUPS
US\$ / kW-año	US\$ / kW-año	US\$ / kW-año
37.98	12.26	50.24

6.2 Potencia Efectiva de la unidad de punta (PEF)

La PEF corresponde a la capacidad de la unidad tomando en cuenta el tipo de las condiciones de la ubicación. Se determina a partir de la siguiente relación:

$$PEF = CE_{ISO} * FCCU$$

Donde:

FCCU: Factor de corrección por condiciones de ubicación, igual a 0,9518, que para el caso de una unidad turbogas es el producto de los factores de corrección por temperatura ambiente, presión atmosférica y humedad relativa, de acuerdo con la ubicación de la unidad de punta.

Por lo tanto la potencia efectiva se muestra en el Cuadro No 10.

Cuadro No 10
Potencia Efectiva de la unidad de punta

CE _{ISO} MW	FCCU	PEF MW
114.8	0.9518	109.2

6.3 Factor de ubicación

El Factor de ubicación se determina como el cociente de la capacidad estándar (CE_{ISO}) entre la potencia efectiva de la unidad de punta (PEF), como se muestra en el Cuadro No 11.

Cuadro No 11
Factor de ubicación

CE _{ISO} MW	PEF MW	FU
114.8	109.2	1.0506

6.4 Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)

El Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva es el Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar por el factor de ubicación, como se muestra en el Cuadro No 12.

Cuadro No 12
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva

CCUPS US\$ / kW-año	FU	CCUPE US\$ / kW-año
50.24	1.0506	52.79

7. Precio de la Potencia de Punta

7.1 Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad (TIF) y Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)

La Tasa de Indisponibilidad Fortuita y el Margen de Reserva Firme Objetivo ha sido fijado el 13.10.2004 con resolución OSINERG No 278-2004-OS/CD en los siguientes valores 2.63% y 19.4 respectivamente, dichos valores están siendo aplicados.

7.2 Precio Básico de la Potencia (PBP)

El Precio Básico de la Potencia (PBP) es igual al Costo de Capacidad por unidad de potencia efectiva (CCUPE) por los factores que tomen en cuenta la TIF y el MRFO, según la siguiente expresión:

$$PBP = \frac{CCUPE * (1 + MRFO)}{(1 - TIF)}$$

Cuadro No 13 Precio Básico de la Potencia

CCUPE US\$ / kW-año	MRFO	TIF	PBP US\$ / kW-año
52.79	19.40%	2.63%	64.73

En el Cuadro No 14 muestra el detalle de cálculo del Precio Básico de Potencia, además se adjunta en medio digital la hoja "PBP.xls" que contiene el dicho detalle de cálculo.

Cuadro No 14 Precio Básico de la Potencia - Detalle

CENTRAL TERMOELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		23 040.00		23 040.00
Repuestos iniciales	2.50%	576.00		576.00
Transporte y Seguro Marítimo	4.00%	921.60		921.60
Aranceles ad-valorem	4.00%		981.50	981.50
Gastos de desaduanaje	0.80%		196.30	196.30
Transporte local			202.67	202.67
Montaje electromecánico		283.38	569.40	862.78
Pruebas y puesta en marcha			120.50	120.50
Supervisión		241.72	469.23	710.95
Adquisición de terreno (incluye sub estación)			283.66	283.66
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			120.42	120.42
Obras civiles			341.92	341.92
Suministro de sistema de combustible			1 003.41	1 003.41
Suministro de sistema contra incendio			177.34	177.34
Gastos Generales - Utilidad Contratista			215.16	215.16
Intereses Durante la Construcción	4.4%	1 103.99	206.13	1 310.12
Costo Total de Inversión de la Central Termoelectrónica (CT₁₇)		26 176.69	4 667.66	31 064.34
CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		1 196.45		1 196.45
Transporte y Seguro Marítimo	4.00%	47.86		47.86
Aranceles ad-valorem	4.00%		49.77	49.77
Gastos de desaduanaje	0.80%		9.95	9.95
Transporte local			18.60	18.60
Obras civiles			24.37	24.37
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			130.27	130.27
Supervisión			47.74	47.74
Gastos Generales - Utilidad Contratista			26.38	26.38
Intereses Durante la Construcción	4.4%	54.79	13.52	68.31
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CT₁₈)		1 299.09	320.82	1 619.71
ANUALIDAD DE LA INVERSION				
CENTRAL TERMOELECTRICA				
Vida Útil (años)	20	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Factor de Recupero de Capital	13.36%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Central Térmica (aCT ₁₇)		3 504.50	654.35	4 158.86
CONEXIÓN ELECTRICA				
Vida Útil (años)	30	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Factor de Recupero de Capital	12.41%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Conexión Eléctrica (aCT ₁₈)		161.27	39.80	201.08
Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento				
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)			Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)		845.05	481.88	845.05
Participación		79.95%	20.05%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)		12.26	US\$ / kW-año	
Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (aINV)		37.96	US\$ / MW-año	
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)		50.24	US\$ / kW-año	
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)		52.79	US\$ / kW-año	
Precio Básico de la Potencia (PBP)		64.73	US\$ / kW-año	
Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE _{est})		114.8	MW	
Potencia Efectiva (Pe)		109.2	MW	
Factor de Ubicación (FU)		1.0506		
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)		19.40%		
Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad (TIF)		2.63%		

7.3 Fórmula de Actualización del Precio de la Potencia de Punta

Se deberá discriminar que parte del CCUPE corresponde a moneda nacional y que parte a moneda extranjera, respecto del costo anual, pues estos porcentajes serán iguales a los factores "a" y "b" a utilizarse en la fórmula de actualización del Precio de la Potencia de Punta (PPM), tomando en consideración la estructura de costos se muestra en el Cuadro No 14 la participación de la moneda nacional y extranjera.

Por lo tanto la fórmula del Precio Básico de Potencia es la siguiente:

$$PPM0 = PPM1 * FAPPM$$

Se define:

$$FAPPM = FTC * a * FTAPBP + b * FPM$$

$$FTC = TC / TCo$$

$$FTAPBP = (1 / TA_PBP) / (1 + TA_PBPo)$$

$$FPM = IPM / IPMo$$

Donde:

- PPM0 = Precio de la Potencia de Punta inicial, igual a 16.80 S/./kW-mes.
- PPM1 = Precio de la Potencia de Punta, actualizado, en S/./kWmes.
- FAPPM = Factor de Actualización del Precio de la Potencia de Punta.
- FTC = Factor por variación del Tipo de Cambio.
- FTAPBP = Factor por variación de la Tasa Arancelaria para la importación del equipo electromecánico de generación.
- FPM = Factor por variación de los Precios al Por Mayor.
- a = Componente de moneda extranjera del Precio Básico de la Potencia igual a 79.95%.
- b = Componente de moneda nacional del Precio Básico de la Potencia igual a 20.05%.
- TC = Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la "COTIZACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA - TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO" o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- TCo = Tipo de Cambio inicial, 3.282 S/./US\$ al 30.12.2004.
- TA_PBP = Tasa Arancelaria vigente para la importación de turbinas a gas de potencia superior a 5000 kW correspondiente a la partida arancelaria 8411.82.00.00 o la que la sustituya.
- TA_PBPo = Tasa Arancelaria inicial 4%.
- IPM = Índice de Precios al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del último mes, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- IPMo = Índice de Precios al Por Mayor inicial igual a 165.203249 a diciembre 2004.

**H2: COPIA DE INFORMACION DE LAS
TURBINE WORLD HANDBOOK (GTWH)**

REVISTAS GAS

- Copia de la Revista GTWH 1999/00
- Copia de la Revista GTWH 2000/01
- Copia de la Revista GTWH 2001/02
- Copia de la Revista GTWH 2003

Gas Turbine World

For Project Planning, Design and Construction

Vol. 20

Handbook 1999-2000

Budgetary Pricing Levels

Section 1	Turbogenerator Package Prices	9
	Combined Cycle Turnkey Prices	20
	Mechanical Drive Package Prices	33

Performance Specifications

Section 2	Electric Power Plants	43
	Combined Cycle Plants	59
	Mechanical Drive Gas Turbines	68
	Marine Propulsion Gas Turbines	79

Heat Recovery Steam Curves

Section 3	Gas Turbine Series	85
	HRSR Parameters	87
	Fired and Unfired Steam Flow	90

Industry Catalog Profiles

Section 4	Index of Suppliers	133
	Experience and Capabilities	134

Upgrade Retrofit Programs

Section 5	Gas Turbine Series	145
	Scope of Upgrades	146
	Retrofit Kit Programs	147

Global Orders and Installations

Section 6	Africa and Middle East	153
	Central and South America	157
	Eastern and Western Europe	159
	Far East and Pacific	169
	North America	174

Project Buyers Guide

Section 7	Company Directory and Contacts	181
	Gas Turbines and Turbomachinery	213
	Auxiliary Systems and Equipment	217
	Engineering and Services Support	219
	Rebuild and Replacement Parts	220

Cover: CHP plant at Aylesford paper mill in the UK. National Power Cogen is repowering an existing boiler with a 40-MW Frame 6 genset

Chief Editor

Robert Farmer
Tel: (252) 354-3164

Managing Editor

Bruno de Biasi

European Director

Sally Donlevy

Circulation Manager

Peggy Walker

Art Director

Tom Cocozza

Executive Address

Pequot Publishing, Inc.
Post Office Box 447
Southport, CT 06490, USA
Tel: (203) 259-1812

Europe

Sally Donlevy, VP
8 Spencer Hill, Wimbledon
London SW19 4NY, England
Tel: 44 20 8946 5347
Fax: 44 20 8944 1410

Asia

Masahiko Yoshikawa
Orient Echo, Inc.
1101 Grand Maison
Shimomiyabi-cho 2-18
Shinjuku-ku, Tokyo 162, Japan
Tel: 3 32 35 5961
Fax: 3 32 35 5852

North America

James E. Janson, VP
Pub Group/GTW
1583 Post Road
Fairfield, CT 06430, USA
Tel: (203) 255-2225

Publisher

Victor de Biasi



Gas Turbine World (USPS 844-760, ISSN 0747-7988) is published bimonthly in addition to this Handbook annual and a Performance Specifications annual by Pequot Publishing Inc., 654 Middle Rd., Fairfield, CT 06430. Periodicals postage paid at Fairfield, CT 06430 and at additional mailing offices. Canada Post International Mail Product (Canadian Distribution) Sales Agreement No. 0747185. Printed in U.S.A. Copyright ©1999 by Pequot Publishing, Inc. All rights reserved. Reproduction without permission strictly prohibited. Postmaster: Please send Form 3579 to P.O. Box 447, Southport, CT 06490.

U.S. Orders: Additional copies of 1999-2000 Gas Turbine World Handbook are available at \$110 each for mailing within the U.S. and US\$140 each outside the U.S. Subscriptions to Gas Turbine World magazine are solicited from technical and executive management in industry and government. Primary area of business and title must be indicated on the subscription order. Publisher reserves the right to accept or reject any order.

Turbogenerator Price Levels (continued)

Budgetary average equipment-only price levels for a new basic gas turbine electric power generating package including single-fuel gas turbine, air-cooled electric generator (some H₂ cooled on larger units), skid and enclosure, inlet and exhaust ducts and exhaust silencer, standard control and starting systems, conventional combustion system (unless noted otherwise as dry low emissions), F.O.B. the factory in 1999 U.S. dollars. Prices can vary significantly depending on the scope of plant equipment, geographical area, special site requirements and competitive market conditions.

Model	ISO Base Load	Heat Rate Btu/kW-hr	LHV Efficiency	Budget Price	\$ per kW
FT8 Twln	.51,300 kW	8885 Btu	38.4%	\$16,500,000	\$322
GT8C	.52,800 kW	9920 Btu	34.4%	\$15,100,000	\$285
GT8C2	.57,200 kW	9830 Btu	34.7%	\$15,500,000	\$271
V64.3	.63,000 kW	9690 Btu	35.2%	\$16,500,000	\$262
V64.3A	.68,000 kW	9750 Btu	35.0%	\$19,100,000	\$281
PG6101FA	.70,150 kW	9980 Btu	34.2%	\$20,000,000	\$285
PG7121EA	.85,400 kW	10,420 Btu	32.8%	\$19,500,000	\$228
GT11N2	.114,000 kW	9780 Btu	34.9%	\$22,800,000	\$200
UGT-110000	.114,500 kW	9480 Btu	35.0%	\$14,000,000	\$122
W501D5A	.122,480 kW	9730 Btu	35.1%	\$24,500,000	\$200
PG9171E	.123,400 kW	10,100 Btu	33.8%	\$24,600,000	\$199
M701DA	.144,100 kW	9810 Btu	34.8%	\$28,100,000	\$195
V94.2	.159,000 kW	9890 Btu	34.5%	\$29,890,000	\$188
GT13E2	.165,100 kW	9550 Btu	35.7%	\$33,850,000	\$205
PG9231EC	.169,200 kW	9770 Btu	34.9%	\$32,550,000	\$192
PG7241FA	.171,700 kW	9420 Btu	36.2%	\$34,000,000	\$198
V84.3A	.180,000 kW	8980 Btu	38.0%	\$35,900,000	\$199
GT24	.183,000 kW	8910 Btu	38.3%	\$36,400,000	\$199
W501F	.186,160 kW	9066 Btu	37.6%	\$37,000,000	\$199
V94.2A	.190,000 kW	9375 Btu	36.4%	\$36,100,000	\$190
PG9311FA	.226,500 kW	9570 Btu	35.7%	\$44,700,000	\$197
W501G	.243,500 kW	8700 Btu	39.2%	\$46,000,000	\$189
PG9351FA	.255,600 kW	9250 Btu	36.9%	\$48,560,000	\$190
V94.3A	.258,000 kW	8860 Btu	38.5%	\$49,400,000	\$191
GT26	.265,000 kW	8895 Btu	38.4%	\$50,350,000	\$190
M701F	.270,300 kW	8930 Btu	38.2%	\$50,275,000	\$186
M701G	.334,000 kW	8630 Btu	39.5%	\$60,120,000	\$180

2 Turbines
PG 7121EA

50%

50%

50%

50%

50%

50%

148

1607

176

189

1793

213

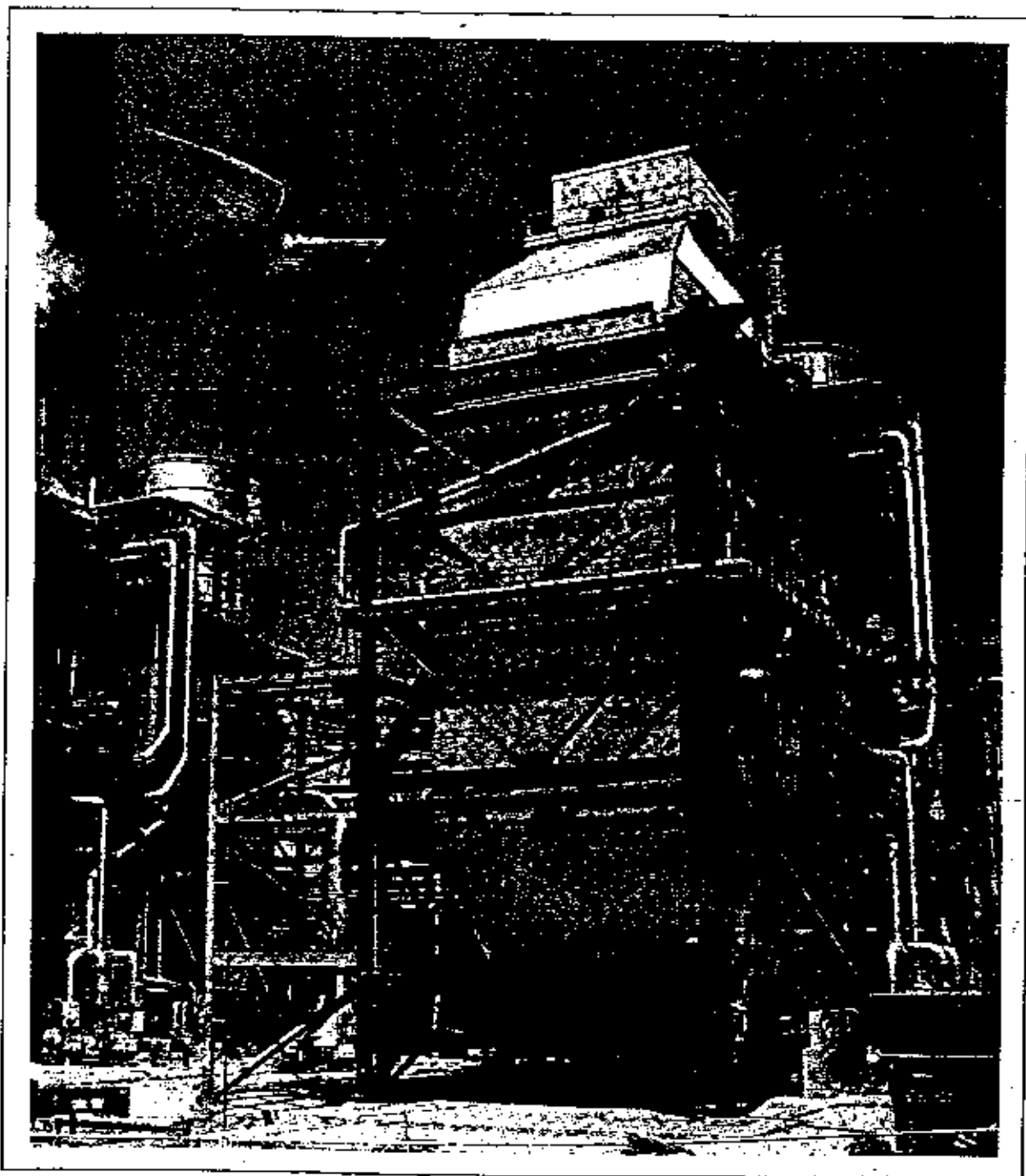
225

33

Gas Turbine World 2000-2001 Handbook

A PEQUOT PUBLICATION

VOLUME 21



FOR PROJECT PLANNING, DESIGN, ERECTION AND OPERATION

654

Simple Cycle Price Levels (continued)

Budgetary average equipment-only price levels for new basic gas turbine electric power generating package including single-fuel gas turbine, air-cooled electric generator (some H₂ cooled on larger units), skid and enclosure, inlet and exhaust ducts and exhaust silencer, standard control and starting systems, conventional combustion system (unless noted otherwise as dry low emissions), F.O.B. the factory in year 2000 U.S. dollars. Prices can vary significantly depending on the scope of plant equipment, geographical area, special site requirements and competitive market conditions.

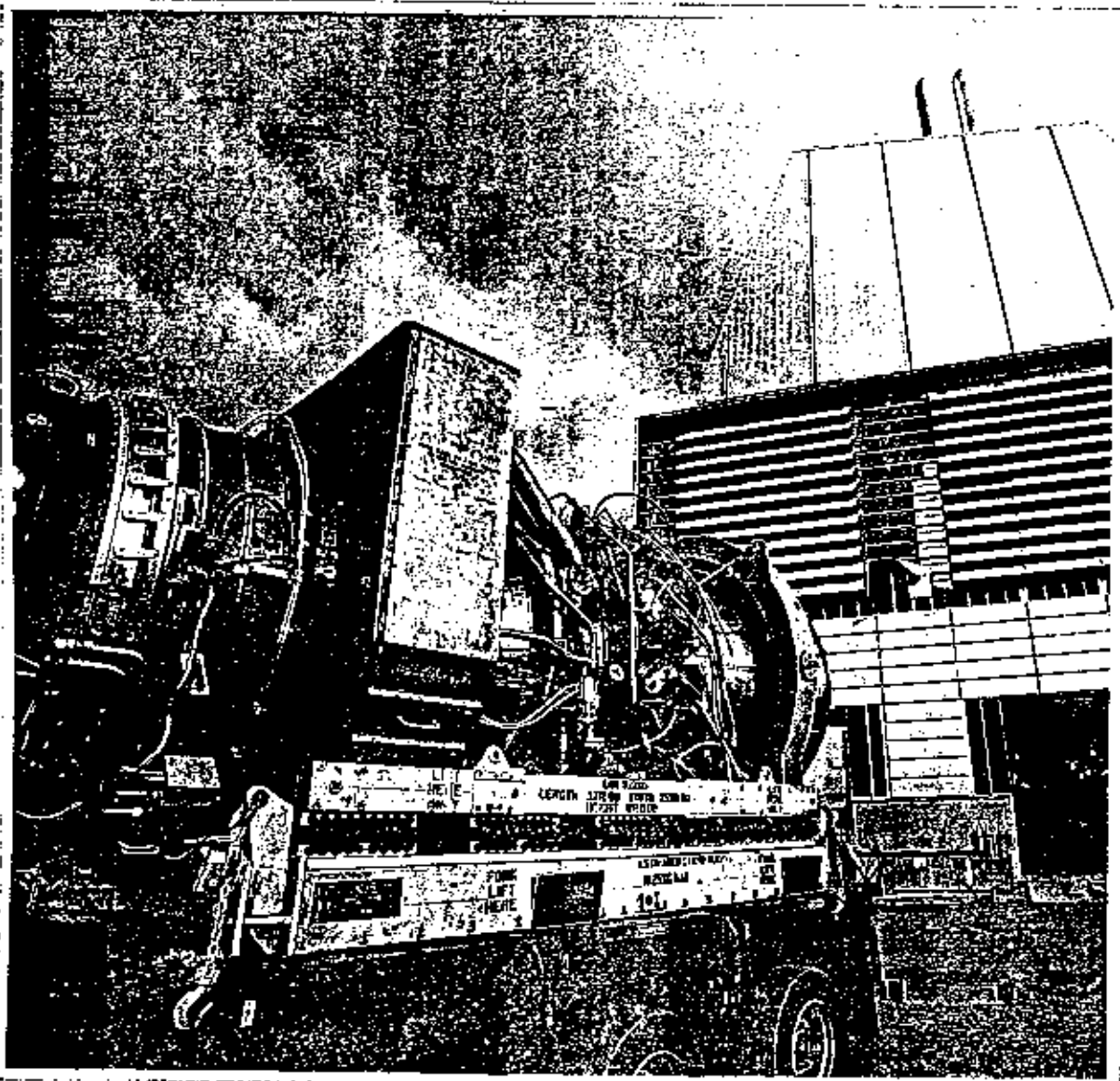
Gas Turbine	ISO Base Load	Heat Rate Btu/kW-hr	LHV Efficiency	Budget Price	\$ per kW
PG6101FA	.70,140 kW	9980 Btu	34.2%	\$22,000,000	\$314
PG7121EA	.85,400 kW	10,420 Btu	32.8%	\$21,000,000	\$246
UGT-110000	.114,500 kW	9480 Btu	35.0%	\$14,000,000	\$122
GT11N2	.116,500 kW	10,050 Btu	33.9%	\$23,900,000	\$205
W501D5A	.120,500 kW	9840 Btu	34.7%	\$25,500,000	\$212
PG9171E	.123,400 kW	10,100 Btu	33.8%	\$25,800,000	\$207
M701DA	.144,100 kW	9810 Btu	34.8%	\$29,100,000	\$202
V94.2	.157,000 kW	9920 Btu	34.4%	\$29,890,000	\$190
GT13E2	.165,100 kW	9560 Btu	35.7%	\$34,500,000	\$209
PG9231EC	.169,200 kW	9770 Btu	34.9%	\$34,550,000	\$204
PG7241FA	.171,700 kW	9420 Btu	36.2%	\$41,000,000	\$239
GT24	.179,000 kW	9098 Btu	37.5%	\$38,500,000	\$215
V84.3A	.180,000 kW	8980 Btu	38.0%	\$38,900,000	\$216
W501F	.186,500 kW	9130 Btu	37.4%	\$40,000,000	\$199
V94.2A	.190,000 kW	9375 Btu	36.4%	\$36,100,000	\$190
PG9311FA	.243,000 kW	9360 Btu	36.4%	\$45,300,000	\$186
W501G	.253,000 kW	8760 Btu	38.5%	\$47,800,000	\$189
PG9351FA	.255,600 kW	9250 Btu	36.9%	\$49,500,000	\$194
GT26	.262,000 kW	8930 Btu	38.2%	\$51,350,000	\$196
V94.3A	.265,000 kW	8860 Btu	38.5%	\$51,400,000	\$194
M701F	.270,300 kW	8930 Btu	38.2%	\$50,500,000	\$187
M701G	.334,000 kW	8630 Btu	39.5%	\$60,120,000	\$180

Gas Turbine World

2001-2002 Handbook

A PROJECT PUBLICATION

VOLUME 22



For Project Planning, Design, Construction and Operation

Plant Model	Base Load Output	Heat Rate Btu/kWh	Efficiency	Budget Price	\$ per kW
Trent	.58,000 kW	8528 Btu	40.0%	\$17,350,000	\$299
V64.3	.63,000 kW	9640 Btu	35.4%	\$17,700,000	\$281
V64.3A	.67,100 kW	9810 Btu	34.8%	\$20,600,000	\$308
PG6101FA	.70,140 kW	9980 Btu	34.2%	\$22,200,000	\$317
● PG7121EA	.85,400 kW	10,420 Btu	32.8%	\$21,200,000	\$248
✕ UGT-110000	.114,500 kW	9480 Btu	35.0%	\$14,000,000	\$122
✕ GT11N2	.116,500 kW	10,050 Btu	33.9%	\$24,100,000	\$207
● W501D5A	.120,500 kW	9840 Btu	34.7%	\$25,800,000	\$214
✕ PG9171E	.123,400 kW	10,100 Btu	33.8%	\$25,900,000	\$210
✕ M701DA	.144,100 kW	9810 Btu	34.8%	\$29,400,000	\$204
● V94.2	.157,000 kW	9920 Btu	34.4%	\$30,500,000	\$194
GT13E2	.165,100 kW	9560 Btu	35.7%	\$35,200,000	\$213
PG9231EC	.169,200 kW	9770 Btu	34.9%	\$35,200,000	\$208
PG7241FA	.171,700 kW	9420 Btu	36.2%	\$40,500,000	\$236
GT24	.179,000 kW	9098 Btu	37.5%	\$39,300,000	\$219
V84.3A	.180,000 kW	8980 Btu	38.0%	\$39,700,000	\$220
W501F	.186,500 kW	9130 Btu	37.4%	\$40,400,000	\$217
V94.2A	.190,700 kW	9660 Btu	35.3%	\$37,500,000	\$197
PG9311FA	.243,000 kW	9360 Btu	36.4%	\$47,100,000	\$194
W501G	.253,000 kW	8760 Btu	38.5%	\$49,700,000	\$196
PG9351FA	.255,600 kW	9250 Btu	36.9%	\$51,000,000	\$199
GT26	.262,000 kW	8930 Btu	38.2%	\$51,900,000	\$198
V94.3A	.265,900 kW	8840 Btu	38.6%	\$50,400,000	\$190
M701F	.270,300 kW	8930 Btu	38.2%	\$51,000,000	\$189
M701G	.334,000 kW	8630 Btu	39.5%	\$60,700,000	\$182

Genset Plant Pricing

Genset	Base Load Rating	Heat Rate Btu/kWh	Efficiency	Plant Price	Per kW
PG6111FA	.75,900 kW	9760 Btu	35.0%	\$ 18,600,000	\$ 245
PG7121EA	.85,400 kW	10,420 Btu	32.8%	\$ 16,600,000	\$ 194
GT11N2	.116,500 kW	10,050 Btu	33.9%	\$ 19,700,000	\$ 169
W501D5A	.120,500 kW	9840 Btu	34.7%	\$ 19,900,000	\$ 165
PG9171E	.123,400 kW	10,100 Btu	33.8%	\$ 20,400,000	\$ 165
M701DA	.144,100 kW	9810 Btu	34.8%	\$ 22,400,000	\$ 155
V94.2	.159,400 kW	9950 Btu	34.4%	\$ 24,700,000	\$ 155
GT13E2	.165,100 kW	9560 Btu	35.7%	\$ 27,400,000	\$ 166
PG9231EC	.169,200 kW	9770 Btu	34.9%	\$ 27,100,000	\$ 160
PG7241FA	.171,700 kW	9420 Btu	36.2%	\$ 31,250,000	\$ 182
GT24	.179,000 kW	9098 Btu	37.5%	\$ 27,700,000	\$ 154
V84.3A	.180,000 kW	8980 Btu	38.0%	\$ 30,700,000	\$ 170
PG7251FB	.184,400 kW	9215 Btu	37.0%	\$ 33,900,000	\$ 184
M501F	.185,400 kW	9230 Btu	37.0%	\$ 29,250,000	\$ 158
W501F	.186,500 kW	9190 Btu	37.1%	\$ 31,150,000	\$ 167
W501FD	.189,500 kW	9190 Btu	37.1%	\$ 31,650,000	\$ 167
V94.2A	.190,700 kW	9660 Btu	35.3%	\$ 30,200,000	\$ 158
PG9311FA	.243,000 kW	9360 Btu	36.4%	\$ 38,880,000	\$ 160
W501G	.253,000 kW	8760 Btu	38.5%	\$ 40,300,000	\$ 159
PG9351FA	.255,600 kW	9250 Btu	36.9%	\$ 40,900,000	\$ 160
GT26	.262,000 kW	8930 Btu	38.2%	\$ 38,800,000	\$ 148
M501G	.264,000 kW	8730 Btu	38.5%	\$ 41,450,000	\$ 157
V94.3A	.265,900 kW	8840 Btu	38.6%	\$ 42,300,000	\$ 159
PG9371FB	.268,800 kW	9040 Btu	37.7%	\$ 45,700,000	\$ 170
M701F	.270,300 kW	8930 Btu	38.2%	\$ 43,200,000	\$ 160
M701G	.271,000 kW	8820 Btu	38.7%	\$ 44,720,000	\$ 165
M701G2	.334,000 kW	8630 Btu	39.5%	\$ 55,700,000	\$ 167