

¿COMPRA O TRANSFERENCIA DE DEUDA?



José Manuel Muñoz

Abril 2023

ASPECTOS GENERALES

La decisión que tomó el gobierno federal mexicano para comprar 8,500 MW de activos de generación eléctrica a la empresa española Iberdrola en un monto anunciado por ambas partes de 6,000 millones de dólares –700 US\$/kW- marca el inicio de una etapa nueva de la política de este gobierno en materia de Servicio Público de Electricidad (SPE) y de energía en general. El presidente López Obrador ha declarado que se trata de una nacionalización y de un acto de soberanía, algo difícil de entender, mientras que la empresa ha expresado su satisfacción por los beneficios económicos del acuerdo.

Técnicamente parece una transferencia de deuda en la que el vendedor obtiene el valor percibido de sus inversiones y el comprador obtiene equipos de generación por encima del precio mínimo posible de adquisición. Habrá que esperar los últimos estados financieros de la CFE, así como los detalles de la o las operaciones de transferencia de deuda

La compra consta principalmente de plantas de ciclo combinado y solo 103 MW de una planta de viento, a su vez 10 de las 13 plantas son de las contratadas por CFE como Productores Externos de Energía (PEE), también conocidos como Productores Independientes...(PIE) con una capacidad de 7,400 MW. La edad promedio de estas máquinas es según la propia empresa vendedora, de 16 años, o sea que en rigor no son chatarra, como algunos dicen, pero sí se trata de equipos con muchos años de uso.

Este hecho lleva a desventajas importantes para la empresa Comisión Federal de Electricidad (CFE) que en última instancia se hará cargo de esos equipos para incrementar su capacidad de generación, la primera es que la eficiencia que estos sistemas de generación es menor que la de sistemas disponibles en el mercado en este año 2023. La segunda es que por los años de operación, los costos de mantenimiento pueden ser significativamente más altos que el de máquinas más nuevas. Por último, el desgaste por las horas de servicio hacen que potencia, eficiencia y confiabilidad sufran decrementos importantes. Este último elemento, las horas de servicio es el más importante, la cuestión es que la CFE se queda con la responsabilidad de la atención física, en última instancia, en el último kilómetro –desde distribución- de los clientes de la eléctrica española, pero además se queda con la carga de respaldar la generación renovable que nominalmente va a esos clientes.

EN DEFENSA DE LA CFE Y SUS TRABAJADORES

Hay un lugar común entre periodistas y políticos irresponsables, enemigos de las empresas estatales y de sus trabajadores, que consiste en asociarlos con malas prácticas de trabajo, desorganización e ineficiencia, algo muy lejos de la verdad. Los trabajadores de la CFE se hacen cargo de todas las fases de la operación de la empresa con la calidad necesaria, desde la planeación, la construcción, la licitación, la contratación y la supervisión de empresas constructoras bajo contrato, y por último la operación, ello en generación, transmisión y distribución. En estos últimos años en que ha habido competencia entre plantas generadoras nuevas de ciclo combinado, unas privadas y otras de la CFE, la de más reciente puesta en servicio siempre se convierte en la reina de la lista de despacho, así sea privada o de la CFE.

Si algo se puede criticar a la CFE en cuanto a su organización, es la gran cantidad de dependencias no productivas en el más alto nivel, con direcciones, subdirecciones, coordinaciones y gerencias con funcionarios que perciben muy altos salarios, mismas que aportan poco o simplemente estorban los procesos sustantivos.

IBERDROLA SE POSICIONA

La lista de plantas propiedad de la empresa, en el orden en que ellos la presentan, es como sigue:

1. **La Laguna II, con 538 MW**, (según parece ubicada en los terrenos la termoeléctrica Francke), inició operaciones en marzo 2005, lleva 18 años de operación.
2. **Dulces Nombres II, con 300 MW**, opera desde octubre 2016, hace 6 años. Ampliación de lo que se conoce también como Monterrey III.
3. **Dulces Nombres, 1,008 MW**, opera desde marzo 2002, hace 21 años.
La empresa dice: “Debido a la adjudicación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en 1999, esta planta de ciclo combinado se convirtió en la primera instalación de Iberdrola en México.” Lo que no dice es que solo la mitad de esa capacidad fue contratada por la CFE como Productor Externo de Energía (PEE) mientras que la otra se construyó como un acto de *parasitismo* sobre los recursos y capacidades financieras del estado mexicano, lo que dio lugar a una violación de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) vigente en ese tiempo consistente en registrar el permiso como *autoabastecimiento* cuando en realidad era suministro; socios en el permiso, clientes en la realidad.
4. **Altamira V, con 1,143 MW**, opera desde octubre de 2006, hace 16 ½ años, tiene contrato de PEE.
5. **Altamira III y IV, con 1,077 MW**, en operación desde diciembre de 2003, hace 22 años. Es PEE.
6. **Tamazunchale, con 1,200 MW**, opera desde junio 2007, hace 15 ½ años. Es PEE. Esta planta ocupa un lugar privilegiado, a 108 m sobre el nivel del mar en un punto donde

termina la Sierra Madre Oriental y empieza la gran Planicie del Golfo, a una corta distancia de las redes de transmisión que alimentan el centro del país, sobre la cuenca del río Moctezuma, que lleva el desfogue muy regular de la presa Zimapán, la que a su vez recibe el 100% del agua residual de la ciudad de México y que se une al Pánuco, un sitio en fin, que la CFE debió haber aprovechado sin dudarle antes de que empezara la privatización.

7. **Escobedo, 878 MW**, ubicada en El Carmen NL, en operación desde enero 2019, hace 4 años.
8. **El Carmen, 866 MW**, ubicada en El Carmen NL, en operación desde septiembre 2019, hace 3 ½ años. Parece ser el esquema de duplicación de capacidad estrenado en Monterrey III.
9. **Baja California III, 300 MW**, opera desde febrero 2017, hace 5 años.
10. **Topolobampo II, 911 MW**, octubre 2019, hace 3 ½ años.
11. **Enertek, 144 MW**, marzo 1998, tiene 24 años. No es PEE.
12. **Tamazunchale ampliación, 514 MW**, en construcción. Esquema ya conocido en esta empresa.
13. **Topolobampo III, 779 MW**, en construcción. Parece esquema de ampliaciones.
14. **Cogeneración Ramos Arizpe, 52 MW**, septiembre 2016, hace 6 ½ años. No entra en el trato.
15. **Cogeneración Monterrey, 41 MW**, julio 2003, hace 19 ½ años. No entra en el trato.
16. **Cogeneración Altamira, 57 MW**, diciembre 2017, hace 5 años. No entra en el trato.
17. **Cogeneración Bajío, 52 MW**, febrero 2018, hace 5 años. No entra en el trato.
18. **Parque eólico Pier IV/B, 221 MW**, agosto 2020, hace 2 ½ años, ubicada en Puebla. No entra en el trato.
19. **Parque eólico Santiago, 105 MW**, enero 2021, hace 2 años, ubicada en Guanajuato. No entra en el trato.
20. **Parque eólico Bii Nee Stipa, 26 MW**, abril 2010, hace 13 años, ubicada en Oaxaca. No entra en el trato.
21. **Parque eólico PEM, 102 MW**, diciembre 2008, hace 14 años, ubicada en Oaxaca. No entra en el trato.
22. **Parque eólico La Venta III, 103 MW**, octubre 2012, hace 11 años, ubicada en Oaxaca. Sí entra en el trato.
23. **Parque eólico Dos Arbolitos, 70 MW**, diciembre 2014, hace 8 años, ubicada en Oaxaca. No entra en el trato.
24. **Parque eólico Pier II, 66 MW**, julio 2015, hace 7 ½ años, ubicada en Puebla. No entra en el trato.
25. **Parque fotovoltaico Cuyoaco, 200 MW**, diciembre 2020, hace 2 años, ubicada en Puebla. No entra en el trato.
26. **Parque fotovoltaico Hermosillo, 100 MW**, diciembre 2018, hace 4 años, ubicada en Sonora. No entra en el trato.
27. **Parque fotovoltaico Santiago, 170 MW**, diciembre 2018, hace 4 años, ubicada en San Luis Potosí. No entra en el trato.

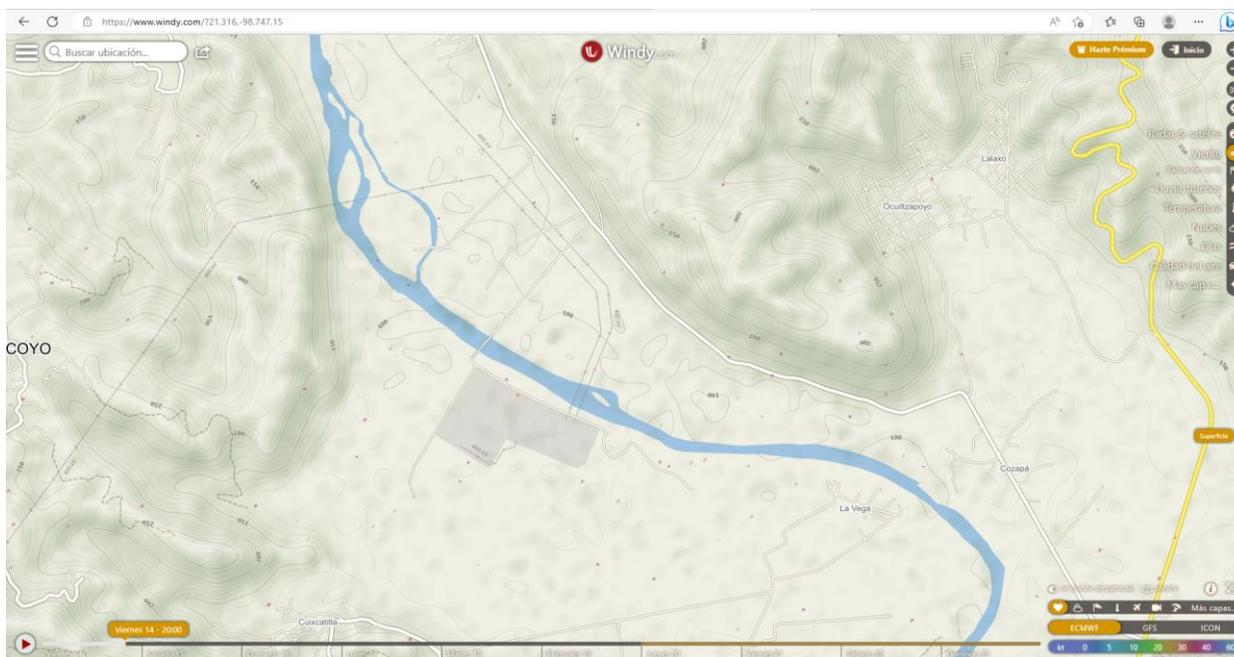


Ilustración 1. Ubicación de la planta Tamazunchale a 100 msnm.

LA CLIENTELA

Hay que preguntarse si habrá otros temas en materia de servicio público de electricidad en los que el poder ejecutivo debiera ocuparse. El primero, muy obvio, y que no sabemos si ya está negociado en lo que a Iberdrola toca, es el de los consumidores abastecidos por esta empresa, los que seguramente cuentan con contratos que obligan a la eléctrica española a suministrarles energía eléctrica y en este tema se imponen varias cuestiones, a cual más de espinosa.

- ¿Seguirán los contratos aunque el suministrador pierda 1,100 MW de capacidad de generación?
- ¿Se cancelarán tales contratos?
- ¿Pagarán indemnización a los clientes?
- ¿Los absorberá la CFE? ¿A qué precio?
- ¿Ganará o perderá la CFE con cualquier resultado?
- ¿Absorberá CFE-calificados esos clientes, y a qué precio?
- ¿Se quejarán o se irán a tribunales los socios-clientes abandonados?

Algunos de *los socios* de Iberdrola en los permisos de autoabastecimiento, que en realidad son *los clientes* de Iberdrola según Forbes¹, son: los de mayor relevancia según la fuente, Banco Afirme, Axtel, Bacardí Compañía, Bayer de México, Bepensa Bebidas, Bemis Packaging México, Bio Pappel, Scribe, Oxxo, Blackhawk de México, Carrizal Mining, Cebadas y Maltas, Cementos Apasco y Cemix. Otros señalados son, Cervecería Cuauhtémoc Moctezuma, Centro de Servicio Diesel, Cervecería del Pacífico, Cervecería Modelo de Guadalajara, Cervecería Modelo de Torreón, Cervecería Modelo, Cesantoni,

¹ [Estos son las empresas clientes de Iberdrola que pasarán a la CFE \(forbes.com.mx\)](https://forbes.com.mx)

Clariant Productos Químicos, Comercializadora de Lácteos y Derivados. Y también Compañía Minera Autlán, Compañía Minera de Atocha, Conductores Monterrey, Continental Automotive Guadalajara México, Continental Tire de México, Costco de México, Cuprum, Dacomsa, Dbg México, Deacero, Dana de México Corporación, Decoplas, Denso México, Embotelladora las Margaritas, Emerson Electric de México. También está Enertec México, Envasadoras de Aguas en México, Envases Universales de México, Fábrica de Harinas Elizondo, Food Service de México, Fricción y Tecnología, Grupo Gamesa, Grupo Kuo, Grupo Yazaki, Hotelera Palace Resorts, Ingredion México, Kimberly Clark de México. Unas 50 empresas.

La nota habla de 10,559 puntos de entrega entre tiendas, supermercados, fábricas y oficinas, repartidos entre sus plantas generadoras como sigue: la planta Iberdrola Energía Tamazunchale, sirve 1,443 establecimientos; Iberdrola Energía Monterrey suministra 3,834 oficinas y fábricas; Iberdrola Energía Altamira sirve a 1,685 establecimientos; Iberdrola Energía La Laguna da electricidad a más de 1,791 negocios y Enertek surte luz eléctrica a 1,806 puntos. Todo según dice Forbes aparece en la documentación en la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

El asunto toral del Servicio Público de Electricidad en relación con las empresas privadas no es alguna línea de transmisión o de algunos circuitos de distribución, pero sí lo es la existencia de aproximadamente 500 Usuarios Calificados con una demanda acumulada de unos 9,000 MW y de los cuales unos 400 ya tienen contrato con privados. No se ve cómo se vaya a arreglar esa maraña de contratos, intereses, compromisos y sobre todo esperanza de precios bajos por parte de los mencionados Usuarios Calificados, pero ello es porque los 10,559 puntos de entrega de Iberdrola a sus decenas de clientes corporativos no son alimentados por las 7,432 MW de plantas de PEE que se entregarían a la CFE.

En cambio sí son alimentadas por un poco más de 1,000 MW de ciclos combinados que entran en el arreglo y por otros aproximadamente 4,000 MW con los que se queda la eléctrica española, algunos de generación continua como son las cogeneraciones, pero una gran cantidad se alimenta por generación renovable que nunca alcanza a aportar más allá de 30% de factor de planta –es que el sol solo sale unas horas y el viento tampoco sopla tanto- pero para eso está ahí la CFE: para subir carga en las tardes, bajarla en la madrugada y hacer posible la existencia de la venta de electricidad a sus clientes.

O sea, la CFE se llevará las plantas base, aunque sean de alto costo, pero servirán para respaldar la generación variable de Iberdrola y otros pocos generadores renovables variables, que tienen sus clientes, ellos sí con demanda más allá de las horas de insolación.

OBRA MAESTRA

En resumen que el plan redondo de los funcionarios de los sexenios de Salinas, Zedillo, Fox, Calderón y Peña Nieto fue el de ayudar a construir un gigantesco conglomerado de negocios de electricidad que extrañamente no ha sido cuestionado por la COFECE ya que no promueve la competencia, con los siguientes elementos:

- Generación propia de base, la que fue construida –o al menos iniciada– apoyándose en contratos de PEE con la CFE.
- Generación propia renovable, que da imagen de empresa limpia en todos lados del planeta, aunque sin pago justo del respaldo correspondiente y que puede haber entrado con banco de energía y con tarifas regaladas para el porteo.
- También en exceso de capacidad en las plantas PEE, no entregada a la CFE.
- Algunas centrales propias, entre ellas cogeneraciones de pocos MW.
- Varias centrales renovables, de viento primero y fotovoltaicas después, todas carentes de respaldo.
- Uso indiscriminado de la red nacional de transmisión, con excelente cobertura, ya construida durante decenios, en operación y mantenimiento por un conjunto de trabajadores de primer nivel, con indicadores de falla mínimos.
- Cartera de clientes para escoger, especialmente los mayores consumidores del país, lo que privó a la CFE de un importante flujo de efectivo.
- Por último, el permiso de circular sin licencia, o sea disfrazar de sociedades de auto abastecimiento un negocio eléctrico en forma, en el que el socio lo es por ser dueño de UNA acción, todo como se establece en los puntos anteriores, en una mesa servida desde la creación de la CFE en 1937, la nacionalización de 1960, la unificación de frecuencias de los años 70 y la integración del Sistema Interconectado Nacional.

¿SE NECESITAN?

Pero el hecho más importante en este asunto es que la CFE no necesita comprar esa capacidad de generación ya que es dueña de plantas existentes de todas las tecnologías disponibles en el mercado por más de 44,181 MW, además tiene contratos de producción externa (PEE) o independiente (PIE) por otros 16,000 MW, lo que le da una capacidad total de generación de **60,079 MW²**.

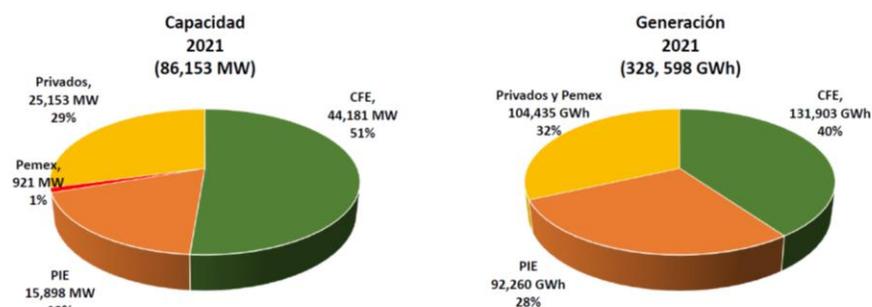
También ha iniciado la construcción de otros 8,800 MW de plantas de ciclo combinado y de combustión interna –ciertamente sin licitación– de acuerdo con declaraciones del director de la CFE en su comparecencia en la Cámara de Diputados el pasado mes de

² Barnés, Retos y oportunidades del sector energético, México, 2022.

octubre³, lo que le permitirá contar en dos o tres años más con unos 68,000 MW. Lo cierto es que la demanda máxima del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) que se produce durante algunas horas de los días más calientes del año, lo que en 2022 ocurrió en julio con un poco menos de 49,000 MW en el Sistema Interconectado Nacional, mientras que el pronóstico para 2023 en todo el SEN es de un poco más de 50,000 MW.

En 2021 el país contaba con una capacidad instalada de **86,000 MW** y se generaron **330,000 GWh** de energía eléctrica

❖ **40%** de la energía la generó la CFE y otro **28%** la generaron los Productores Independientes de Energía para la CFE.



Fuente: SENER: PRODESEN 2022-2036

28

Ilustración 2. Tomado de la referencia 1.

Para mayor perplejidad de quien vea esta realidad, el país completo cuenta con más capacidad de generación eléctrica: otros 26,000 MW fuera de la CFE, de los cuales 921 en Pemex. Todo lo anterior suma así: 60,000 en manos de la CFE + 26,000 fuera de la CFE antes de construcción por la propia CFE, sumarían más de 86,000 MW. Y sumando ahora sí lo anunciado por la CFE tendríamos al final del sexenio una capacidad total de generación de más de 94,000 MW. Bien se ve que no es falta de capacidad de generación algo de lo que debamos preocuparnos.

Lo que no puede dejar de verse es que la CFE con sus PEE es dueña –de manera directa o por contrato- de: 60,079 de un total de 86,153 MW, o sea del **69.73% de la capacidad de generación** nacional. Además genera 131,903 GWh con sus plantas propias y hace que generen 92,260 GWh sus PEE. La suma es: 131,903 + 92,260 = 224,163 GWh lo que con respecto al total nacional de 328,598 GWh **representa el 68.22% del total de generación de energía eléctrica**. Catorce puntos porcentuales en exceso de la meta fijada sin razón por el presidente

La compra a Iberdrola solo cambiará de manos –de concretarse- la propiedad de 8,500 MW. Entonces ¿cuál es el objetivo de esa medida? La respuesta la da el presidente: se trata de evitar la participación extranjera en la generación de electricidad.

³ Varias fuentes periodísticas dieron cuenta de que “En su comparecencia ... el titular de la CFE, Manuel Bartlett, dijo que al terminar el sexenio estarán operando 16 nuevas centrales, que sumarán una capacidad de 8,800 MW”.

Siendo esta la razón habrá que esperar la compra de un total de 41,000 MW, de los cuales 16,000 en manos de PEE y otros 25,000 de otros privados, lo que al precio de la última transacción significa un monto de 28,700 millones de dólares. No parece sensato.

AGENDA ENERGÉTICA

Otros temas en los que el poder ejecutivo tendría que aplicarse antes de la compra de capacidad de generación son, en una revisión a vuelo de dron:

- Reforzamiento de las redes de transmisión para poder aprovechar en todo momento la generación del menor Costo Variable de Generación (CVG) y además mejorar la confiabilidad de los sistemas, tan comprometida en la actualidad.
- Planeación y desarrollo de la nueva capacidad de generación sin emisión de gases de efecto invernadero: las renovables solar y de viento, así como la nuclear.
- Decisión política, económica y social de parar la combustión de carbón, aceite residual y aceite Diesel en plantas termoeléctricas de vapor⁴, tales como Río Escondido, Petacalco, Adolfo López Mateos, Puerto Libertad, Topolobampo, Mazatlán II, Francisco Villa, Samalayuca, Mérida II, Lerma, Río Bravo, además de algunas turbinas de gas que queman ¡Diesel!
- Desarrollo trascendental del transporte masivo, primordialmente eléctrico, lo que tendrá que ser soportado por el SEN, con el objetivo también de disminuir la emisión de GEI, además de otros de viabilidad de ciudades y aumento de capacidad de transporte nacional.
- Del tema anterior surge de manera natural la necesidad de convertir la industria petrolera estatal de productora de combustibles a productora de materias primas petroquímicas, tanto para aprovechar la capacidad instalada de transformación industrial como de posibilitar el surgimiento de industrias con producción de alto valor económico, lo que se deberá notar en el PIB nacional.
- Electrificación del consumo, por el rumbo de la transición energética, donde todos los consumos actuales de energía son candidatos a la electrificación.

⁴ Un concepto importante de costos de CFE generación es el uso de Diesel, el cual se consume –tal vez de manera justificada en sistemas aislados- pero también en turbinas de sistemas interconectados, lo mismo en quemadores de encendido en calderas que fueron construidas cuando no había suministro de gas natural. El caso más grave es el de las termoeléctricas de carbón de Río Escondido que por operarse en cargas bajas y con combustible fuera de especificaciones conservan los quemadores de Diesel durante demasiadas horas, lo que resulta en costos de generación de más de 2,000 \$/MWh.

CÁLCULOS DE COSTOS DE PROYECTO

En *Ilustración 3* se presentan algunas características importantes de diversos paquetes de ciclo combinado, provenientes de un análisis de hace unos tres años que corresponden a diferentes alternativas para la determinación de la solución técnica óptima de un proyecto de generación de 1,000 MW en función del *Precio de venta para equilibrio* (BEEP).

No.	Opción	No. Turbinas de gas	Potencia de TG		Potencia de TV		Potencia de la planta			Régimen Térmico neto	Eficiencia neta	Costo variable de generación		EPC (Ingeniería procura y construcción)		Precio de venta para equilibrio (BEEP)		Consumo de gas
			Bruta kW	Neta kW	Bruta kW	Neta kW	Térmica LHV kWth	US\$/MWh	MX\$/MWh			MMUS\$	US\$/kWn	US\$/MWh	MX\$/MWh	MMPCD		
1	CC 10_2 X MHPS-501 J AC	2	351,386	298,969	1,001,741	979,860	1,623,770	5,965.72	60.34%	23.89	440	\$465.6	\$475.2	\$34.8	\$640	133		
2	CC 10_2 X STG6-9000 HL	2	337,834	303,423	979,091	957,383	1,636,654	6,154.23	58.50%	24.64	453	\$467.4	\$488.2	\$35.8	\$659	134		
3	CC 10_2 X GE 7HA.02	2	345,093	295,308	985,494	964,086	1,644,902	6,142.24	58.61%	24.59	453	\$475.6	\$493.3	\$35.8	\$659	135		
4	CC 10_2 X ANSALDO GT36-S6	2	313,370	281,532	908,272	888,110	1,531,944	6,209.81	57.97%	24.87	458	\$435.2	\$490.1	\$36.0	\$662	126		
5	CC 10_2 X MHPS-501 J	2	290,279	263,801	844,359	825,252	1,419,538	6,192.46	58.14%	24.80	456	\$413.9	\$501.6	\$36.1	\$664	117		
6	CC 10_2 X STG6-8000 H	2	262,526	252,486	777,538	759,821	1,349,632	6,394.50	56.30%	25.60	471	\$410.7	\$540.6	\$37.4	\$688	111		
7	CC 10_2 X GE 7HA.01	2	260,430	221,458	742,318	726,079	1,253,942	6,217.22	57.90%	24.89	458	\$380.2	\$523.7	\$36.5	\$672	103		
8	CC 10_2 X MHPS-501 GAC	2	246,165	236,149	728,479	711,768	1,268,460	6,415.65	56.11%	25.69	473	\$383.0	\$538.1	\$37.5	\$690	104		

Tipo de cambio (PEF - 2019)	18.4	Pesos/Dólar
Precio del combustible		Precio LHV
	73.68	US\$/GJ
		4.00

Ilustración 3. Criba de soluciones técnicas para un proyecto de generación.

Tanto la termodinámica como el cálculo de costo de construcción y la corrida financiera se hicieron con la herramienta de diseño de termoeléctricas llamada GTPRO de Thermoflow a la cual se le alimentan los datos de altura sobre el nivel del mar y temperatura ambiente. Se considera la remoción de calor con torre de enfriamiento y se seleccionó un ciclo termodinámico con vapor sobrecalentado de 124 bar y 566 °C, recalentamiento a 566 °C. Ver *Ilustración 4* para un arreglo típico.

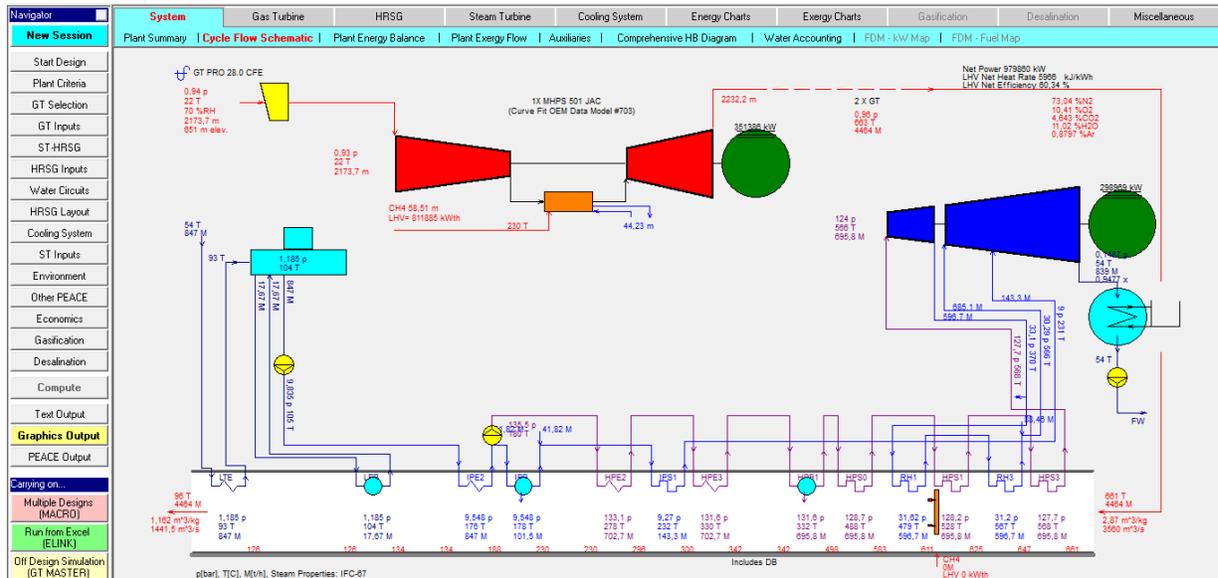


Ilustración 4. Ciclo termodinámico típico de un ciclo combinado de 1,000 MW.

El consumo de combustible expresado en kW_t se usa para calcular régimen térmico y la eficiencia. El CVG es producto directo del precio del combustible multiplicado por el *régimen térmico* –lo que a su vez determina la posición en la lista de despacho económico.

El cálculo de los costos de Ingeniería-Procurement-Construction (EPC) es efectuado por el módulo PEACE de la herramienta mencionada, a partir de los costos de los siguientes conceptos:

- Equipo especializado
- otros equipos
- obra civil
- obra mecánica
- ensamblado y alambrado eléctrico
- edificios y estructuras
- ingeniería y puesta en servicio.

El programa usa *multiplicadores de costos de construcción* por región donde se localice el proyecto, en este caso para México, en los conceptos de: equipo mayor, equipo menor, *commodities*, salarios.

La corrida financiera contempló:

- un proyecto de 20 años,
- con 8,100 horas de operación anuales,
- depreciación a 15 años,
- un crédito por 70% del monto total del proyecto, a 15 años con tasa bancaria de 9%,
- una tasa de retorno de 15% sobre la inversión de 30%,
- un costo de mantenimiento variable de 0.02 US\$/kWh,
- costos fijos de operación de 20 US\$/kW-año,
- una utilidad del contratista del orden de 9% sobre el costo total de Ingeniería-Procurement-Construction (EPC),
- gastos misceláneos del proyecto por 4% del EPC.

La mejor alternativa de la criba presentada en la tabla anterior resultó en una planta constituida por dos turbinas de gas de la mejor tecnología disponible en aquel momento, cada una con potencia de 351 MW y con eficiencia de 43.28%⁵, más una turbina de vapor de 299 MW lo que resulta en una potencia bruta del conjunto de 1,002 MW, neta de 980 MW, consumo de combustible de 1,624 MW_t , un régimen térmico neto de 5,966 kJ/kWh, correspondiente a una eficiencia neta LHV de 60.34% del ciclo combinado. El CVG resulta en 23.89 US\$/MWh con un precio de 4 US\$/GJ en el gas considerado en los cálculos.

El **Precio de Venta para Equilibrio** (BEEP por sus siglas en inglés) queda en **34.8 US\$/MWh**, que a la paridad del momento significa **0.64 Pesos/kWh**, en la subestación de

⁵ Esa eficiencia es mayor que la del mejor ciclo Rankine Regenerativo –la mejor tecnología disponible antes de la aparición del ciclo combinado- en el que trabajan las unidades de vapor llamadas convencionales.

la planta, lo que en números gruesos es la mitad del precio de venta promedio de la CFE. Un conjunto como este hubiera tenido un costo total de construcción de 465.61 MMUS\$ lo que resulta en un costo unitario de **475 US\$/kWh**.

En este punto es útil hacer la comparación entre una planta como la que se puede construir nueva y con equipos de la mejor tecnología disponible (BAT por sus siglas en inglés) con una planta de tamaño similar como la de Monterrey III, también llamada Dulces Nombres que forma parte del paquete negociado con la multicitada eléctrica española y que está integrada por cuatro conjuntos de ciclo combinado idénticos entre sí, cada uno con potencia de 250 MW, construidos a partir del año 2000 y puestos en servicio en 2002.

Esta planta es un caso icónico del pasado reciente ya que partió de una licitación de la CFE por 500 MW ganada por Iberdrola pero que en realidad se construyó del doble de potencia, la primera mitad para cumplir con el contrato de Productor Externo de la CFE (PIE) y la otra mitad para salir a la venta con permiso de *autoabastecimiento*.

Para empezar, la eficiencia garantizada de esta planta fue según recuerdo, solo de 49 o 50%, por lo que ahora con más de 20 años de operación tendría que ser menor por el deterioro inevitable después de más de 150,000 horas de operación. Si además se paga por ella el valor promedio de la operación ya mencionado de 700 US\$/kW, tendremos una suma de costos fijos y variables muy superior al caso que aparece en el ejercicio mostrado.

La diferencia de costo de generación resultante entre plantas adquiridas a 700 en lugar de 500 US\$/kW y con eficiencia de menos de 50 en lugar de más de 60%, es como sigue:

Generación anual del ejemplo = 1,000 MWh/h * 8,100 h/año = **8,100,000 MWh/año**

Si la eficiencia neta PCI (LHV) del Caso 1 es 60.34%, el $RT_1 = 3,600/0.6034 = 5,966 \text{ kJ/kWh}$

Si la eficiencia neta PCI (LHV) del Caso 2 es 49%, el $RT_2 = 3,600/0.49 = 7,347 \text{ kJ/kWh}$

Si el precio del gas es 4 US\$/GJ entonces:

CVG Caso 1 = $RT * \text{Precio Gas} = 5,966 \text{ kJ/kWh} * 4 \text{ US\$/GJ} = 23.865 \text{ US\$/MWh}$

CVG Caso 2 = $RT * \text{Precio Gas} = 7,347 \text{ kJ/kWh} * 4 \text{ US\$/GJ} = 29.388 \text{ US\$/MWh}$

Costo anual₁ = $23.865 \text{ US\$/MWh} * 8,100,000 \text{ MWh/año} = 193,304,607 \text{ US\$/año}$

Costo anual₂ = $29.388 \text{ US\$/MWh} * 8,100,000 \text{ MWh/año} = 238,042,800 \text{ US\$/año}$

Diferencia Costo anual₂ - Costo anual₁ = $238,042,800 - 190,900,800 = 46,014,770 \text{ US\$/año}$

Si la eficiencia de las máquinas de más de 20 años ya no se conserva en los valores garantizados al inicio de los contratos, lo cual es inevitable, el costo adicional será mayor.

UNA BUENA DECISIÓN POSIBLE

La comparación anterior es el punto de partida para definir proyectos de generación con los que dotar a la CFE de nueva capacidad ya que se puede lograr el costo mínimo de generación denominado en la metodología que aquí se esboza: *Precio de venta de equilibrio* (BEEP), el que es muy parecido al Costo Total de Generación que usaba la CFE cuando existía su área de planeación llamada *Programación*, y que es aquel que permite satisfacer todos los requerimientos de retorno de la inversión, tasa bancaria y costos de operación y mantenimiento.

En el caso óptimo se vio que el BEEP puede ser de 43.8 US\$/MWh, o bien 0.64 \$/kWh, lo que significa que si la electricidad se vende al promedio de precio de la CFE en buses de planta, se puede obtener un remanente económico muy importante para la empresa.

Un elemento adicional no considerado en el análisis presentado arriba es que hay fabricantes de turbinas de gas de última generación que han avanzado en el desarrollo de la tecnología de partes calientes de manera tal que puede lograrse la operación continua prácticamente sin paros de revisión o mantenimiento, del orden de 32,000 horas a partir de la puesta en servicio. Esto significa algo así como 4 años de servicio sin parar y manteniendo el remanente mencionado durante todas las horas de cada uno de esos primeros cuatro años de operación.

Todo lo contrario de lo obtenido en el CC Huexca, o en El Empalme, o de lo que resultará de adquirir los 1,000 MW de Monterrey III.

El segundo gran concepto de costo de los equipos de generación es el proveniente de la inversión, que para el caso de la planta de 1,000 MW considerada en este cálculo, tendría que ser el de los llamados cargos fijos o costo de la capacidad. Para no entrar en detalles del análisis financiero planteo que si un cargo de capacidad como el que se paga a los productores externos de la CFE fuese, como es en números gruesos, de 150 US\$/kW-año y que podría corresponder al de una planta concursada en las mejores condiciones, con menos de 500 US\$/kW, entonces el cargo por una planta de 1,000 MW tendría que ser:

Cargo fijo = 150 US\$/kW-año * 1,000,000 kW = 150 MM US\$/año

El costo adicional por capacidad contra una planta *bien contratada*, de 40% adicional sería en números muy gruesos: **60 MM US\$/año.**

Esa planta de 1 GW como Monterrey III completa, en el mejor de los casos, que sería con alto factor de planta, de más de 80%, representará un costo de 100 MMUS\$/año por encima de la planta óptima. Pero si el despacho económico rige, entonces esa planta de baja eficiencia y costo variable alto recién comprada, no entraría a generar y el cargo por capacidad se transforma en pérdida neta. Los 150 MM US\$/año se irán –no a la basura– sino a los bolsillos de banqueros y vendedores, ello en un lado de la hoja de balance y a la deuda nacional por el otro lado del reporte de cuentas nacionales.

¿QUÉ QUEDA?

Derroche de recursos públicos.

Una CFE al servicio irrestricto de la carga variable de la empresa que se queda con la etiqueta de limpia, ello con generación termoeléctrica sucia.

Duplicación de la vida de activos de generación privados que estaban a punto de salir de servicio y que ahora quedarán en manos de la CFE.

Más confusión en la organización del sistema de servicio público de electricidad.

Desgaste político y anulación del debate público.

Marginación del conocimiento en la operación del sistema eléctrico nacional.

Falta de respeto por el marco legal vigente.

ANEXO CÁLCULOS

Project Cost Summary	Reference Cost	Estimated Cost	
I Specialized Equipment	233,179,300	268,156,189	USD
II Other Equipment	12,414,570	11,173,113	USD
III Civil	27,187,433	19,584,618	USD
IV Mechanical	47,234,076	32,630,961	USD
V Electrical Assembly & Wiring	14,862,550	10,141,614	USD
VI Buildings & Structures	18,147,673	12,612,633	USD
VII Engineering & Plant Startup	26,999,000	26,881,400	USD
Gasification Plant	0	0	USD
Desalination Plant	0	0	USD
CO2 Capture Plant	0	0	USD
Subtotal - Contractor's Internal Cost	380,024,603	381,180,529	USD
VIII Contractor's Soft & Miscellaneous Costs	40,966,280	35,594,268	USD
Contractor's Price	420,990,883	416,774,797	USD
IX Owner's Soft & Miscellaneous Costs	16,839,635	16,670,992	USD
Battery Storage System	0	0	USD
Total - Owner's Cost	437,830,518	433,445,789	USD
Net Plant Output	817.3	817.3	MW
Price per kW - Contractor's	515	510	USD per kW
Cost per kW - Owner's	536	530	USD per kW

Ilustración 5. Tabla de Resumen de Costos de Proyecto.

¿COMPRA O TRANSFERENCIA DE DEUDA?

Financial Summary		Cash Flow USD	
Financial Summary			
<i>Caution! These results are based on a single set of nameplate plant performance data applied for user-input number of operating hours per year:</i>			
Annual Electricity Exported		6,478	1876 kWh
Annual Steam Exported		15,350	TJ
Annual Fuel Imported		47,350	TJ LHV
Annual Water Imported		5280	10 ⁶ l
Annual CO2 Emission		2606.8	ktonne
Annual Demin Water Exported		0	Mt impregnated gal.
Annual Hydrogen Exported		0	TJ LHV
Annual Syngas Exported		0	TJ LHV
Annual CO2 Captured		0	ktonne
Annual CO2 Capture Solvent Consumed		0	ktonne
Total Investment		433,931,000	USD
Specific Investment		530.3	USD per kW
Initial Equity		130,179,000	USD
Cumulative Net Cash Flow		642,389,000	USD
Internal Rate of Return on Investment (IRR)		8.395	%
Internal Rate of Return on Equity (ROE)		15.006	%
Years for Payback of Equity		8.015	years
Net Present Value		66,950	USD
Break-even Electricity Price @ Input Fuel Price (i.e. Levelized Cost of Electricity)		0.0315	USD/kWh
Break-even Fuel LHV Price @ Input Electricity Price		4	USD/GJ

Ilustración 6. Ejemplo de resumen financiero,

Project Cost Summary		Specialized Equipment		Other Equipment		Civil		
Mechanical		Electrical Assembly & Wiring		Buildings		Engineering & Plant Startup		
		Material	Labor Hours	Labor Rate	Unit Cost	Quantity	Ref. Cost	Est. Cost
IV Mechanical (USD)								
1. On-Site Transportation & Rigging		5,707,000					47,237,000	32,632,000
2. Equipment Erection & Assembly		2,597,000	308,650	44			16,179,000	9,541,000
Gas Turbine Package		169,350	20,130	44	1,095,000	2	2,110,000	1,244,000
Steam Turbine Package		129,960	14,400	44	759,700	1	759,700	440,000
HRSG		741,400	88,100	44	4,619,000	2	9,237,000	5,440,000
Condenser		28,780	3,420	44	179,300	1	179,300	105,750
Cooling Tower		elsewhere	elsewhere					
Makeup Water Treatment System								
Auxiliary Boiler		201,950	33,460	44			1,754,000	1,034,000
Inlet Chilling System								
Fuel Gas Compressor								
Pumps		30,710	3,650	44			191,300	112,000
Tanks + Auxiliary Heat Exchangers		67,650	8,040	44			421,550	249,600
Feedwater Heater(s)								
Station/Instrument Air Compressors		2,840	337	44			17,680	10,430
Bridge Crane(s)		5,970	709	44			37,180	21,920
Recip Engine Generator(s)								
Miscellaneous		236,100	28,060	44			1,477,000	867,400
3. Piping		13,382,000	184,300	44	798	0.210	21,492,000	16,089,000
High Pressure Steam		4,680,000	43,320	44	10,350	636 m	6,586,000	5,124,000
Cold Reheat Steam		500,700	8,500	44	2,540	344 m	674,000	640,200
Hot Reheat Steam		1,957,000	17,760	44	7,180	321 m	2,378,000	1,620,000
Intermediate Pressure Steam		783,700	18,900	44	2,450	649 m	1,615,000	1,135,000
Low Pressure Steam								
Other Steam								
Cooling Water		203,200	2,370	44	1,590	194 m	307,200	234,000

Ilustración 7. Primera página de reporte de costos.