

REVISTA ENERGETICA ENERGY MAGAZINE



ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA

LATIN AMERICAN ENERGY ORGANIZATION

**METODOLOGIAS DE EVALUACION DE PERDIDAS
ELECTRICAS NO TECNICAS**

**METHODOLOGIES FOR ASSESSING NON-TECHNICAL
POWER LOSSES**

José Luis Calabrese

**COMPARACION ECONOMICA ENTRE CENTRALES
GEOTERMoeLECTRICAS Y PLANTAS TERMoeLECTRICAS**

**ECONOMIC COMPARISON BETWEEN GEOTHERMAL
POWER PLANTS AND THERMoeLECTRIC PLANTS**

Gerardo Hiriart Le Bert

**DOCUMENTO REGIONAL DE EXPERIENCIAS NACIONALES
EN PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS**

**REGIONAL DOCUMENT ON NATIONAL EXPERIENCES
WITH SMALL HYDROPOWER STATIONS**

OLADE

AÑO 12 No. 2 AGOSTO 1988

YEAR 12 No. 2 AUGUST 1988

COMPARACION ECONOMICA ENTRE CENTRALES GEOTERMoeLECTRICAS
Y PLANTAS TERMoeLECTRICAS 1/

Gerardo Hiriart Le Bert *

1. INTRODUCCION

Para determinar si se justifica la construcción de una planta geotermoeléctrica, además de las consideraciones subjetivas de cada país, tales como política de diversificación de energéticos primarios, sustitución de importaciones, estrategias de aprovechamiento de sus recursos naturales, etc., es indispensable comparar en términos económicos la opción geotérmica con otras tecnologías disponibles. Es decir, comparar el costo que tiene para el país (o para la empresa de servicios eléctricos) la construcción de una central geotermoeléctrica y el desarrollo del campo respectivo, con el que tendría la construcción de una central termoeléctrica. Luego, confrontar el costo que tiene la energía generada por cada una de estas opciones.

En este documento, la atención se centra en la comparación económica entre una Central Geotérmica y una Termoeléctrica convencional a combustible. El análisis comparativo se hace sobre bases económicas, sin incluir los aspectos financieros. El siguiente capítulo plantea la metodología para un análisis económico, que incluye un glosario de términos utilizados y una breve explicación de los conceptos básicos.

A continuación se presenta una relación de los costos que integran la construcción de una central geotérmica y el desarro-

1/ Este artículo fue presentado en el Seminario Centroamericano de Explotación Geotérmica, que se realizó del 17 al 21 de marzo de 1986, en Managua - Nicaragua.

* Jefe del Departamento de Factibilidad de Proyectos, Comisión Federal de Electricidad (CFE), México.

llo propio del campo. Se enumeran los factores que hay que considerar por operación y mantenimiento, tanto del campo como de la central.

Para efectuar la comparación económica con una central termoeléctrica convencional, en el capítulo siguiente se indica el costo de ésta para diferentes tamaños de sus unidades. Con la presentación de toda esta información se está en condiciones de realizar el análisis económico entre ambas alternativas, tal como se presenta en el capítulo correspondiente.

Aunque es muy difícil asignar a priori costos al desarrollo de un proyecto geotermoeléctrico, para hacer más ilustrativas las explicaciones, se han puesto valores numéricos a cada actividad tomando como base la experiencia mexicana. El usuario podrá cambiar los valores que considere conveniente, manteniendo la metodología que se describe.

Finalmente se incluye un capítulo muy importante que corresponde al análisis necesario, una vez que se ha tomado la decisión de instalar una central geotérmica, en el que se presenta el método para optimizar el tamaño y características propias de la central y la forma de calcular los parámetros económicos que intervienen en la optimización.

2. METODOLOGIA

Para determinar la opción más económica, entre instalar una central geotérmica o una termoeléctrica, se deben comparar los costos de inversión y de generación de ambas opciones. En la geotérmica es indispensable partir de la base que se conoce con exactitud la capacidad del yacimiento. Las incertidumbres que pueda haber sobre este aspecto, requieren de un análisis de riesgos sobre la falsedad de las hipótesis y no se incluyen en la comparación económica.

Los costos de una central geotermoeléctrica se dividen en:

a. Inversión

Todo aquello que se eroga antes de la puesta en operación comercial de la planta.

b. Operación y mantenimiento

Todo aquello que se eroga después del inicio de la operación comercial (Para una central termoeléctrica aquí se agrega el consumo de combustible).

Esta división aparentemente contradictoria permite distinguir con claridad la reparación y reposición de pozos, de la perforación de los pozos productores necesarios para iniciar la operación.

Las actividades que corresponden a INVERSION en una planta geotérmica, desde el punto de vista estrictamente contable, se dividen en:

- Exploración

Todo lo gastado en un determinado campo geotérmico hasta la fecha del análisis económico, sin incluir pozos.

- Pozos exploratorios

Se consideran exploratorios todos los pozos que se hayan perforado en ese campo, hasta la fecha del análisis económico. Esto aunque hayan resultado productores, inyectores o fallidos.

- Pozos productores

Todos los pozos que a juicio de los diseñadores se requiera perforar, desde el momento del análisis hasta antes del arranque de la central, incluyendo pozos inyectores, fallidos, etc.

- Pozos de respaldo

Se incluyen los costos de respaldo (inyectores, productores y fallidos) que habrá que construir antes del arranque de la planta. Generalmente representan el 25% de vapor adicional como respaldo para la central.

- Central

Todo lo que interviene en la construcción de la central dentro del perímetro o barda de la planta.

- Area de pozos y vaporductos

Separadores, vaporductos, válvulas esféricas y de seccionamiento, secadores, reguladores de presión y en general los accesorios para suministrar vapor de calidad adecuada a la planta.

- Indirectos

Los gastos por administración central y otros apoyos no considerados en los 6 puntos anteriores. Se dan como porcentaje del costo de cada inversión. Generalmente del orden del 11%.

Para la OPERACION Y MANTENIMIENTO (O y M), los conceptos se agrupan en:

- Operación y mantenimiento de la central
Los costos por mano de obra, refacciones, equipo especial, etc.
- Reparación de pozos
Los costos por reparar los pozos en caso de corrosión de tuberías, incrustaciones, fallas mecánicas, etc.
- Reposición de pozos
Los costos por perforar nuevos pozos, ya sea para reponer los que definitivamente hayan fallado o para complementar la producción de vapor o la capacidad de reinyección por el abatimiento propio del yacimiento, incluyendo aquí los nuevos pozos exploratorios para esta central.
- Operación y mantenimiento del campo
Todos los costos de reparación de vaporductos, caminos, tratamiento de desechos, etc. En general todo gasto que no sea directamente imputable a la central ni a los pozos.
- Indirectos por administración
Gastos no considerados en los puntos anteriores y que generalmente son del orden del 11%.

Para la generación de la planta geotérmica, se considera la energía que realmente entrega a la red. Es decir, la nominal del generador menos los auxiliares eléctricos, multiplicada por un cierto factor de planta.

Se calcula el costo de cada concepto, tanto de inversión como de O y M, a precios constantes al día de la realización del análisis económico. La suma de los siete conceptos de inversión, dividida por la potencia nominal de la central es el costo unitario de la inversión que se expresa en US\$/kW instalado, a precios del día del análisis.

Se le asigna a cada concepto de inversión y de O y M una fecha de erogación. Se calculan todos los costos, a valor presente a la fecha de inicio de la generación comercial de la central. Al equiparar la suma de estos gastos con lo que se produciría al vender esta energía, a valor presente, se obtiene el costo de la energía generada en US\$/kWh, a precios del día del análisis.

Estos valores de inversión unitaria (US\$/kW) y el costo de la energía generada (US\$/kWh) son comparados con los que se tendrían en una central termoeléctrica. La potencia de la planta termoeléctrica que se utilizará para la comparación deberá ser la de mayor tamaño aplicable a la zona donde la geotérmica suministraría la energía. Como la comparación se realiza sobre precios por unidad de kW o kWh, no es necesario que ambas plantas sean de igual potencia. La confrontación de los costos de inversión (US\$/kW) resulta ser solo indicativa y sirve principalmente para complementar un futuro análisis financiero. La relación de los costos de la energía generada (US\$/kWh) es la indicación más importante para decidir entre una planta termoeléctrica (ampliando alguna central cercana) o una planta geotérmica.

Esta metodología es válida cuando se está al comienzo de la exploración de un yacimiento, pero al mismo tiempo se tiene suficiente certeza para predecir la capacidad del mismo.

En el caso de un campo geotérmico en el que se ha invertido mucho dinero, la pregunta que se formula el gobierno (o la empresa de servicios eléctricos) es: Para satisfacer la demanda de la zona donde se podría conectar la planta geotérmica, ¿qué es más económico: instalar una geotérmica o ampliar o construir una termoeléctrica. En este caso solo se deben examinar erogaciones a futuro y no se contabilizan los gastos ya hechos en la geotérmica; es decir, lo ya invertido se considera como costo perdido.

Queda claro en este documento que la comparación económica tiene sentido cuando se trata de tomar decisiones en el momento del análisis, en la búsqueda de las opciones más económicas, y que se parte de la base que la evaluación de la capacidad del yacimiento y la predicción de la frecuencia de reparación y reposición de pozos son correctas. La incertidumbre natural de estos últimos aspectos solo se considera en el análisis de sensibilidad y sirve en forma cualitativa como orientación para conocer el riesgo que se corre al tomar la decisión.

3. DEFINICION DE CONCEPTOS BASICOS

- Precios corrientes

Los precios que tuvo o que tendría alguna actividad o adquisición en el año en que se efectúa.

- Precios constantes

El precio de la actividad o adquisición en una fecha dada y que se aplica sin modificación a cualquier otra fecha de erogación.

- Tasa de descuento o de rendimiento
Lo que rendiría anualmente una inversión en la actividad productiva del país en términos reales; es decir, si se considera la inflación igual a cero.
- Valor presente
Valor que tendría el dinero a la fecha presente, si se hubiera invertido con la tasa de rendimiento arriba indicada.
- Factor de planta
Energía generada por la central durante un año dividida por la energía total que es capaz de generar en ese tiempo.

4. INTEGRACION DEL COSTO DE UNA PLANTA GEOTERMoeLECTRICA

Los precios de una central varían según su tamaño, número de unidades, eficiencia y de un sinnúmero de factores que intervienen en la optimización. En cada análisis comparativo habrá que estudiar detenidamente los costos. En este documento se presenta la forma de agrupar dichos costos y solo a manera indicativa se presentan algunos valores obtenidos recientemente de la experiencia mexicana. Tomando como moneda base el dólar norteamericano (US\$), se tiene los valores presentados en el cuadro No. 1.

El área de pozos y vaporductos tiene un costo que también depende mucho de la topografía, distancia de los pozos a la central, etc. Si no se cuenta con esta información se puede considerar que este concepto representa aproximadamente el 15% del costo de la central completa, instalada. Como ejemplo ilustrativo se muestra el cuadro No. 2.

El costo de un pozo geotérmico varía mucho de un campo a otro, en función del tipo de roca, problemas que interfieren con la perforación, profundidad, etc., por lo que es indispensable en cada caso calcularlo detalladamente. Sin embargo, a modo de ilustración, en el cuadro No. 3 se indican precios representativos de un pozo a varias profundidades en un campo de roca volcánica, donde se esperan problemas frecuentes durante la perforación.

Cuadro No. 1

COSTO DE LA CENTRAL GEOTERMICA

(Miles de US\$)

	2 x 110 MW	%	1 x 55 MW	1 x 5 MW	%
Equipo Principal	37 400	37,0	12 210	1 600	71,3
Equipo Secundario	11 572	11,4	3 762	240	10,7
Materiales	20 030	19,8	6 534	8	0,3
Servicios	15 714	15,5	5 115	77	3,4
Mano de Obra	14 227	14,0	4 620	261	14,0
Ing. y Diseño	2 086	2,0	660	51	2,2
Impuestos	330	0,3	99	13	0,5
Total	101 359	100,0	33 000	2 250	100,0
Total Unitario	460	US\$/kW	600	450	US\$/kW

Cuadro No. 2

AREA DE POZOS Y VAPORDUCTOS

(Miles de US\$)

	2 x 110 MW	1 x 55 MW	1 x 5 MW
Equipo	3 333	1 155	103
Materiales	9 478	3 135	26
Mano de Obra	1 995	600	16
Otros	1 615	550	5
Total	16 421	5 500	150
Total Unitario	75 US\$/kW	100 US\$/kW	30 US\$/kW

Cuadro No. 3

COSTO APROXIMADO DE UN POZO EN ROCA VOLCANICA
(Miles de US\$)

PROF. (m)	MAT	M de O	MAQ. Y EQUIP.	CEMENT.	PERF.	TOTAL
1 000	434	24	84	153	805	1 500
%	29	1,6	5,6	10,2	53,6	100
1 500	586	33	114	156	1 097	1 986
%	29,5	1,7	5,7	7,8	55,3	100
2 000	775	44	150	161	1 463	2 593
%	29,8	1,7	5,8	6,3	56,4	100
2 500	963	54	187	198	1 828	3 230
%	29,8	1,7	5,8	6,1	56,6	100

Para el análisis se considera que el pozo típico será de 1 500 m de profundidad, por lo que un pozo productor, de exploración, inyector o fallido cuestan lo mismo; es decir, 1,986 millones de dólares. Para un pozo de reemplazo se establece que cuesta igual que un pozo nuevo.

La reparación de un pozo, que también depende de las particularidades de cada caso, se considera igual al 20% del costo del pozo; es decir, US\$ 397 000 por pozo reparado.

La operación y mantenimiento de la central se expresa como un costo por kWh generado. La experiencia ha mostrado que este valor es un 13% del costo del kWh.

La operación y mantenimiento del campo es menor que el mantenimiento de la central, y se estima en 7% del costo del kWh generado.

La exploración de un campo geotérmico es muy variable, más aún si se comparan campos que se pretende ampliar con otros recién descubiertos; sin embargo, esta cifra es despreciable si se compara con la perforación. Si no se tiene información precisa de lo gastado en exploración es recomendable tomar el 80% del

precio de un pozo como erogación total en exploración; es decir, US\$ 1 588 000.

La cantidad de pozos que requerirá la central varía enormemente de un campo a otro. Esa cifra solo la puede determinar el conocimiento del campo. Sin embargo, con fines ilustrativos se tomará las siguientes proporciones:

Pozos Productores	50%
Pozos Inyectores	20%
Pozos Fallidos	30%

y que cada pozo productor, una vez estabilizado, entregue 55 t/h a 10 bares de presión de separación.

El consumo total del vapor de una central depende de la forma en que se haya optimizado y del sistema de purga de las líneas que utilice. Para la comparación se considera que para producir 1 MW en la central se requiere extraer de los pozos 8 t/h de vapor. Es decir, para 55 MW se requieren 440 t/h, que en este caso implica 8 pozos productores.

Como respaldo es conveniente aumentar en un 25% la cantidad de vapor disponible; es decir, en este caso 2 pozos productores de respaldo.

Manteniendo las proporciones indicadas anteriormente, para este ejemplo se requieren:

Pozos Productores	10
Pozos Inyectores	4
Pozos Fallidos	6
<hr/>	
Total Pozos	20

Para preparar las cifras que se usarán en el ejemplo final que ilustrará esta metodología, se toma el caso de una unidad de 55 MW con los precios en dólares americanos (US\$), que en resumen son:

- Exploración	US\$ 1 588 000
- Pozos	US\$ 39 720 000
- Central	US\$ 33 000 000
- Area de pozos	US\$ 5 500 000
- Reparación de un pozo	US\$ 397 000 c/u
- Reposición de un pozo	US\$ 1 986 000 c/u
- O y M central	13% adicional por kWh
- O y M del campo	7% adicional por kWh
- Indirectos	11% adicional

La generación de la planta se considera con los siguientes factores que también pueden variar de un sitio a otro: potencia nominal 55 MW; potencia neta 52 MW; factor de planta 0,80; duración útil del proyecto 20 años; y, generación anual 365 GWh/año.

5. CALENDARIO DE INVERSIONES

Para una comparación económica es indispensable conocer la fecha en que se efectúa cada erogación. Para el ejemplo se toma como año cero el final de la construcción con sus pruebas, y como año 1 el del inicio de la generación.

- Calendario de perforación de 20 pozos:

año	Pozos
- 8	1
- 7	1
- 6	1
- 5	2
- 4	3
- 3	4
- 2	4
- 1	4
0	0

- Calendario de erogación en gastos de exploración:

año - 9	20%
- 8	30%
- 7	30%
- 6	10%
- 5	10%

- Calendario de erogación en construcción de la central:

año - 3	20%
- 2	30%
- 1	40%
0	10%

- Calendario de erogación en construcción de vaporductos y área de pozos:

año - 4	20%
- 3	30%
- 2	40%
- 1	10%

- Calendario de reparación y reposición de pozos:

Año	Reparación	Reposición
5	1	0
6	1	1
7	1	1
8	1	1
9	1	1
10	1	2
11	1	2
12	1	2
13	1	2
14	1	2

- Calendario de venta de energía:

$$55\ 000\ \text{kW} \times 8\ 760\ \text{h/año} \times 0,8 \times (1 - A_e) = 365\ \text{GWh}$$

donde:

$$A_e = 0,052\ (\text{auxiliares eléctricos})$$

Año Venta de Energía

1	365 GWh
2	365
3	365
4	365
5	365
6	365
7	365
8	365
9	365
10	365
11	365
12	365
13	365
14	365
15	365
16	365
17	365
18	365
19	365
20	365

6. ANALISIS ECONOMICO DE UNA PLANTA GEOTERMICA

Para el ejemplo de una planta hipotética de 55 MW en un campo de roca volcánica, se presenta a continuación el análisis económico, cuantificando a precios constantes todas las erogaciones.

ciones por INVERSIÓN, obteniendo así el costo unitario en US\$/kW instalado. Ver cuadro No. 4.

En cuanto a las erogaciones por operación y mantenimiento, para el ejemplo de la central de 55 MW, con una tasa de descuento del 10%, se obtiene las cifras presentadas en el cuadro No. 5.

Es importante señalar que el valor presente (VP) de una inversión o gasto se calcula por medio de la expresión:

$$VP = \frac{1}{(1 + r)^n}$$

donde:

r tasa de descuento.
n año de la inversión o gasto.

Las erogaciones en valor presente son:

- Inversión	US\$ 104 527 000
- Reparación y Reposición	US\$ 11 961.000
	<hr/>
TOTAL	US\$ 116 438 000

Los ingresos por energía vendida a un precio "C" en US\$, son en valor presente:

$$\text{Ventas (US\$)} = C \times 3\,107\,000\,000$$

$$\text{Costo C (kWh)} = 116\,438\,000 / 3\,107\,000\,000$$

$$C = 0,0375 \text{ US\$/kWh}$$

agregándole los siguientes gastos se obtiene:

13 % O y M Central	0,0049
7 % O y M Campo	0,0026
	<hr/>
SUBTOTAL	0,0450
11 % Indirectos	0,0050
	<hr/>
TOTAL	0,0500 US\$/kWh

En resumen para una geotérmica de este tipo, a precios en dólares de 1985 con una tasa de descuento del 10%, se obtuvo los siguientes costos:

-	Potencia instalada	1 611	US\$/kW
-	Energía generada	0,050	US\$/kWh

Cuadro No. 4

EROGACIONES POR INVERSION

(miles de US\$)

AÑO	EXPLORAC.	POZOS	AREA POZOS	CENTRAL	TOTAL	VALOR PTE.
- 9	318				318	750
- 8	476	1 986			2 462	5 269
- 7	476	1 986			2 462	4 801
- 6	159	1 986			2 145	3 797
- 5	159	3 972			4 131	6 651
- 4		5 958	1 100		7 058	10 305
- 3		7 944	1 650	6 600	16 194	21 530
- 2		7 944	2 200	9 900	20 044	24 253
- 1		7 944	550	13 200	21 694	23 863
- 0				3 300	3 300	3 300
Total	1 588	39 720	5 500	33 000	79 809	104 527
11% Indir.	175	4 369	605	3 630	8 779	
Total US\$/kW	32	802	111	666	1 611	

Cuadro No. 5

EROGACIONES POR OPERACION Y MANTENIMIENTO

(millones de US\$)

AÑO n	REPARACION RA	REPOSICION RO	VP	ENERGIA (GWh/año)	VP VENTAS x C
1				365	332 x C
2				365	301 x C
3				365	274 x C
4				365	249 x C
5	397		247	365	227 x C
6	397	1 986	1 344	365	206 x C
7	397	1 986	1 222	365	187 x C
8	397	1 986	1 113	365	170 x C
9	397	1 986	1 010	365	155 x C
10	397	3 972	1 686	365	141 x C
11	397	3 972	1 529	365	128 x C
12	397	3 972	1 394	365	116 x C
13	397	3 972	1 267	365	106 x C
14	397	3 972	1 149	365	96 x C
15				365	87 x C
16				365	80 x C
17				365	72 x C
18				365	66 x C
19				365	60 x C
20				365	54 x C
TOTAL			11 961		3 107 x C

Nota: Las cifras de los cuadros han sido redondeadas, por lo que en algunos casos los valores totales pueden diferir ligeramente de los expresados.

7. COSTOS DE UNA TERMOELECTRICA

En este caso, al tomar los valores que publica la Gerencia de Estudios de la Comisión Federal de Electricidad de México para plantas termoeléctricas de diferentes tamaños normalizados, y considerando el precio internacional del petróleo a 30 dólares por barril y luego a la mitad, se tiene los siguientes precios:

COSTO DE LA ENERGIA DE UNA TERMOELECTRICA

(US\$)

POTENCIA	INVERSION	COMBUS.	O Y M	TOTAL A	TOTAL B
2 x 350 MW	0,01488	0,05928	0,0112	0,07528	0,04564
2 x 160 MW	0,01793	0,06163	0,0119	0,08146	0,05065
2 x 84 MW	0,02093	0,06364	0,0294	0,08751	0,05569
2 x 37,5 MW	0,02490	0,06636	0,0502	0,09628	0,06310

El costo de la potencia instalada; es decir, el de la inversión, es el siguiente:

Capacidad	US\$/kW
2 x 350 MW	616
2 x 160 MW	749
2 x 84 MW	881
2 x 37,5 MW	1 079

8. COMPARACION ECONOMICA

El costo de la planta geotérmica es el calculado en el punto 6; sin embargo, para la planta termoeléctrica se razona de la siguiente manera:

"Si no se construye la geotérmica, a la región a la cual se iba a suministrar energía habrá que abastecerla con una termoeléctrica. Esta última seguramente será una ampliación a las termoeléctricas ya instaladas que alimentan esa región, no necesariamente de la misma potencia que la geotérmica".

Para el ejemplo se considera la instalación adicional de una unidad de 84 MW, en una central cercana, la que abastecería la zona de la geotérmica y otras zonas aledañas. Así las cosas, la comparación es la siguiente:

	GEOTERMICA	TERMoeLECTRICA
Inversión	1 611 US\$/kW	881 US\$/kW
Costo de la Energía	0,050 US\$/kWh	(a) 0,0875 US\$/kWh (b) 0,0557 US\$/kWh

(a) Petróleo crudo internacional a US\$ 30/barril
(b) Petróleo crudo internacional a US\$ 15/barril

Según la comparación económica la mejor opción es la geotérmica. Ahora queda por efectuar dos análisis posteriores que no se incluyen en este documento y que son:

- A pesar de ser atractiva la generación de energía con una central geotérmica, ¿se tienen los recursos para construir una? ¿Cuánto cuesta el dinero que será necesario obtener para cada opción? Esto es, se realizaría un análisis financiero.
- ¿Qué consecuencias traería el haber predicho equivocadamente que el yacimiento tenía vapor suficiente para 55 MW durante 20 años? Este sería un análisis de sensibilidad que habría que realizar.

9. OPTIMIZACION DE UNA PLANTA GEOTERMICA

Cuando se ha decidido instalar una planta geotermoeléctrica, en un campo donde ya se conoce la capacidad del yacimiento y algunas curvas características de los pozos, es necesario optimizar el sistema completo de generación.

Para ello, a continuación se presenta la metodología para calcular los diferentes parámetros económicos del proceso. En cada caso se ilustra la aplicación con un ejemplo numérico, tomando como base las cifras de los capítulos anteriores.

a. Potencia Adicional en Servicios Propios

El costo de la energía consumida en servicios propios es muy diferente si este consumo es eléctrico, de potencia en la flecha de la turbina o de vapor.

- Auxiliares Eléctricos: La instalación de equipo auxiliar eléctrico adicional se puede enfocar de dos maneras. La primera es dejar de vender esa energía eléctrica y por lo tanto en la red habrá que comprar, a precio promedio, la energía faltante. La segunda es ampliar hipotéticamente la central para satisfacer la demanda de potencia de esa ampliación en auxiliares y suministrar más vapor para satisfacer su consumo. En la geotérmica, donde hipotéticamente las posibilidades de aplicación son mínimas la forma correcta de evaluarlo, para la primera manera, es la siguiente:

Multiplicar el costo promedio de la energía eléctrica en la zona por el consumo anual de estos auxiliares. Luego, para 20 años de consumo continuo, multiplicar por el factor de planta y por el factor del valor presente.

Ejemplo: Para la planta de 55 MW ya analizada, instalar un compresor eléctrico de 250 kW cuesta, aparte del costo propio del compresor, el siguiente valor:

$$C_c = 250 \times 0,0557 \times 0,80 \times 8\ 760 \times 8,514$$

$$C_c = 830\ 000\ \text{US\$}$$

donde:

0,0557 costo promedio estimado del kWh en la zona (US\$)

0,8 factor de planta

8 760 horas de un año

8,514 factor del valor presente de 20 años al 10%

- Auxiliares que consumen potencia de la flecha: La instalación de un compresor u otra máquina rotatoria, directamente acoplada a la flecha de la turbina, se cuantifica con el siguiente razonamiento:

Para satisfacer la DEMANDA de potencia del compresor deberá instalarse una turbina un poco más grande o de más potencia. Además, suministrar vapor adicional a la central para satisfacer ese CONSUMO. Luego el costo será:

Demanda (C1): Costo unitario de la central, por factor de aplicación, por potencia adicional demandada.

Demanda (C2): Costo del kWh calculado por producción de vapor, por factor de planta, por factor de valor presente.

Costo Total: La suma de ambas demandas para un compresor de 500 HP (375 kW).

$$C1 = 666 \times 0,2 \times 375 = 49\,950 \text{ US\$}$$

donde:

666 costo unitario de la central
0,2 factor de aplicación
375 kW del compresor

$$C2 = 0,031 \times 0,8 \times 8\,760 \times 375 \times 8,514 = 694\,000 \text{ US\$}$$

donde:

0,031 costo del kWh correspondiente a la producción de vapor
0,8 factor de planta
8 760 numero de horas en 1 año
375 potencia del compresor
8,514 factor de valor presente en 20 años al 10%

$$\text{Costo Total} = 744\,000 \text{ US\$}$$

$$1\,984 \text{ US\$/kW}$$

- Auxiliares que consumen vapor: Se calcula solamente el costo requerido para producir ese vapor. Por ejemplo: un turbocompresor que consume 5 t/h de vapor.

En el campo en cuestión se producen 440 t/h de vapor firme (es decir hay de respaldo 25% adicional) y para lo cual fue necesaria una inversión, en valor presente, en exploración, perforación e instalaciones de vaporductos y área de pozos por US\$ 66 347 000.

$$\text{Costo por t/h} = 66\,347\,000/440$$

$$= 150\,000 \text{ US\$}$$

a este valor se le suma la proporción correspondiente a O y M del campo, reparación y reposición de pozos y costos indirectos.

O y M Campo	0,0026	US\$/kWh
Repar. y Repos.	0,0039	US\$/kWh
	<hr/>	
Subtotal	0,0065	US\$/kWh
Indirectos	0,0007	US\$/kWh
	<hr/>	
Total con Indir.	0,0072	US\$/kWh

Si para producir 1 kWh, en esta planta, se requieren 8 kg de vapor a un costo de 0,0072 US\$, producir 1 tonelada costará:

$$\text{Costo por t} = 0,0072 \times 1\ 000/8 = 0,9 \text{ US\$}$$

Luego: consumir 1 tonelada por hora durante 20 años costará:

$$\text{Costo t/h} = 0,9 \times 8\ 760 \times 0,8 \times 8,514 = 53\ 700 \text{ US\$}$$

donde:

0,9 costo de una tonelada de vapor por concepto de reparación y reposición de pozos, O y M del campo e indirectos
 8 760 horas/año
 0,8 factor de planta
 8,514 factor de valor presente 20 años al 10%

Costo por inversion	150 000	US\$/(t/h)
Costo por O y M	53 700	US\$/(t/h)
	<hr/>	
Costo Total	203 700	US\$/(t/h)

Es decir, consumir permanentemente una tonelada por hora cuesta 203 700 US\$. Para el compresor que consume 5 (t/h), además del costo del compresor habrá que sumarle 5 x 203 700 US\$ (1 018 500 US\$).

b. Costo de 1 kg/h de Vapor Adicional

Para producir 1 kg/h de vapor adicional se requiere incrementar proporcionalmente la instalación de pozos en el campo, con el siguiente razonamiento:

Para producir 440 t/h de vapor firme, para el caso del ejemplo, fue necesario invertir en el campo US\$ 66 347 000.

Es decir que, para producir 1 kg/hora se requiere:

$$\text{Costo por kg/h} = 66\,347\,000/440\,000 = 150 \text{ US\$}$$

Para darle mantenimiento al campo y pozos, más indirectos, se calculó en el punto anterior 53,7 US\$ (53 700 US\$ por t/h).

Total costo por kg/hora de vapor adicional:

$$\text{Costo Total} = 203,7 \text{ US\$/kg/h}$$

c. Kilocaloría por hora Perdida

Como en la geotermia generalmente el vapor que llega a la turbina es saturado seco, las pérdidas de calor se cuantifican en dinero de la siguiente forma:

Por cada 490 kilocalorías que se pierden, se condensa 1 kilo de vapor. Como un kilo de vapor por hora durante 20 años cuesta US\$ 203,7, por lo tanto 1 kilocaloría por hora durante 20 años cuesta:

$$\text{Costo Pérdidas} = 203,7/490 = 0,42 \text{ US\$}$$

ECONOMIC COMPARISON BETWEEN GEOTHERMAL POWER PLANTS AND
THERMOELECTRIC PLANTS 1/

Gerardo Hiriart Le Bert *

1. INTRODUCTION

To determine whether the construction of a geothermal power plant is justifiable or not, each country's subjective considerations must be taken into account, i.e. its policies for diversifying primary energy, substituting imports, and utilizing natural resources. However, it is also indispensable to compare the geothermal option with other available technologies, in economic terms; in other words, to compare the cost which the construction of a geothermal power plant and the development of the respective field would involve for the country (or power company), as opposed to the construction of a thermoelectric plant, and then to compare the cost of the energy generated by each one of these options.

This document centers attention on the economic comparison between a geothermal power plant and a conventional fuel-run thermoelectric plant. The comparative analysis is done on economic bases without including financial aspects. The following chapter proposes the methodology for an economic analysis, including a glossary of terms and a brief explanation of basic concepts.

Then, the costs involved in the construction of a geothermal power plant and the development of the field are enumerated, and the factors to be considered in terms of operation and maintenance of both the plant and the field are discussed.

1/ This article was presented at the Central American Seminar on Geothermal Exploitation, held in Managua, Nicaragua from March 17 to 21, 1986.

* Head of the Project Feasibility Department, Federal Electricity Commission (CFE), Mexico.

To facilitate the economic comparison between these alternatives, the following chapter indicates the cost of a conventional thermoelectric plant latter for different unit sizes. This information makes it possible to perform the economic analysis presented in the corresponding chapter.

Although it is very difficult to formulate an a priori breakdown of costs for the development of a geothermal power project, for the sake of illustration, the explanations have used numerical values for each activity, on the basis of the Mexican experience. The user will be able to change the values as considered necessary, as long as the methodology is maintained.

Finally, there is a very important chapter corresponding to the analysis which must be carried out once that the decision has been made to install a geothermal power plant. Here, the method for optimizing the size and features of the plant are discussed, as well as the way to calculate the economic parameters involved in optimization.

2. METHODOLOGY

To determine whether the installation of a geothermal power plant is more economical than the installation of a thermoelectric plant, the costs of investment and generation in the two options must be compared. In the first case, it is indispensable to work on the basis of an accurate knowledge of reservoir capacity. The uncertainty that may exist in this regard calls for a separate risk analysis on the soundness of the hypothesis.

The costs of a geothermal power plant are divided as follows:

a. Investment

All of the expenditures prior to commercial start-up of the plant.

b. Operation and Maintenance

All of the expenditures following start-up of commercial operations (for a thermoelectric plant this includes fuel consumption).

This apparently contradictory division makes it possible to clearly distinguish well repair and replacement from drilling of the production wells needed to initiate operations.

From a strictly accounting standpoint, the activities corresponding to investment in a geothermal power plant, may be divided as follows:

- Exploration

All those expenses in a given geothermal field up to the date of the economic analysis, without including wells.

- Exploratory wells

Those wells which have been drilled in the field up to the date of the economic analysis, whether they have been production wells, injection wells or dry wells.

- Production wells

All of the wells which, in the opinion of the designers, need to be drilled, from the moment of their analysis until plant start-up, including injection wells, dry wells, etc.

- Back-up wells

Including the costs of support (injection, production and dry wells) which will have to be built prior to plant start-up; usually representing a 25% reserve of additional steam as back-up for the plant.

- Plant

All that involved in the construction of the plant, within the perimeter or limits of the plant.

- Well area and steam pipelines

Separators, steam pipelines, globe valves and sectioners, dryers, pressure regulators and accessories, to supply steam of suitable quality to the plant.

- Indirect

The expenses for central administration (overhead) and other support not considered in the above six points. Given as a percentage of the cost of each investment, usually around 11%.

Under OPERATION AND MAINTENANCE (O & M), the items are grouped as follows:

- Plant operation and maintenance

The cost of labor, spare parts, special equipment, etc.

- Well repair

The cost of repairing wells in the case of corrosion of pipes, scaling, mechanical breakdowns, etc.

- Well replacement

The cost of drilling new wells, whether to replace those that have definitely proven to be dry or to supplement steam production or reinjection capacity due to natural reservoir drawdown, including new exploratory wells to supply the same plant.

- Field operation and maintenance

All the costs involved in repairing steam pipelines, roads, waste treatment, etc. In general, any expense not directly imputable to the plant or wells.

- Overhead

Expenses not considered under the above points, usually on the order of 11%.

For the generation of a geothermal power plant, the energy actually delivered to the grid is considered, i.e. the nominal energy from the generator minus the power auxiliaries, multiplied by a given plant factor.

Both for investment and for O & M, the cost of each item is calculated at constant prices for the date of the economic analysis. The sum of the seven investment items divided by the plant's nominal power rating is the unit cost of the investment, expressed in US\$/kW, in prices at the date of the analysis.

Each investment and O & M item is assigned a disbursement date. All costs are calculated at the present value at the date of start-up of the plant's commercial generation. By comparing the sum of these expenses to what would be earned from the sale of energy, at present value, the cost of the energy generated in US\$/kWh is obtained, in prices at the date of analysis.

These unit investment values (US\$/kW) and the cost of the energy generated (US\$/kWh) are compared with those of a thermo-electric plant. For the latter, the largest size applicable to the area in which the geothermal power plant would supply energy should be used. Since the comparison is made for prices per unit kW or kWh, it is not necessary for the two plants to have the same capacity. The comparison of investment costs (US\$/kW) will be merely indicative and will primarily serve as a supplement to the later financial analysis. The ratio of the cost of the

energy generated (US\$/kWh) is the most important indicator for deciding between a thermoelectric plant (expansion of a nearby plant) or a geothermal power plant.

This methodology is valid even when reservoir exploration is incipient, if there is sufficient certainty regarding its potential.

In the case of a geothermal field in which a great deal of money has been invested, the question raised for the government (or the power company) is: To satisfy the demand of the area where the geothermal plant would be connected, is it more economical to install a geothermal plant or to expand or construct a thermoelectric plant? In this case, only future expenses should be considered; the costs already incurred in the geothermal plant should not be taken into account, i.e. what has already been invested is considered as a loss.

It is clear in this document that the economic comparison makes sense when decisions are to be made at the time of analysis, in the search for the most economical options, and when the evaluation of the reservoir capacity and the prediction of the frequency of well repair and replacement are assumed to be accurate. The natural uncertainty surrounding these aspects is only considered in the sensitivity analysis and serves qualitatively to orient knowledge about the risks involved in the decision.

3. DEFINITIONS OF BASIC CONCEPTS

- Current prices

Prices which some activity or purchase had or would have in the year when undertaken.

- Constant prices

Prices of activities or purchases on a given date applied without modification to any other disbursement date.

- Rate of discount or yield

What an investment would yield annually in the country's productive activities in real terms, i.e., considering inflation equal to zero.

- Present value

Value which money would have at the present date, if the investment had been made with the rate of yield indicated above.

- Plant factor

Energy generated by the plant during one year, divided by the total energy it is capable of generating during the same period.

4. BREAKDOWN OF THE COST OF A GEOTHERMAL POWER PLANT

The prices of a plant vary according to size, number of units, efficiency, and numerous factors involved in optimization. In each comparative analysis, it will be necessary to study costs at length. This document discusses the way to group such costs and, for the sake of illustration, presents some values recently obtained from the Mexican experience. Taking the United States dollar (US\$) as the base currency, the values are presented in Table No. 1.

TABLE No. 1
COST OF A GEOTHERMAL POWER PLANT
(thousands of US\$)

	2 x 110 MW	%	1 x 55 MW	1 x 5 MW	%	
Main equipment	37 400	37.0	12 210	1 600	71.3	
Sec. equipment	11 572	11.4	3 762	240	10.7	
Materials	20 030	19.8	6 534	8	0.3	
Services	15 714	15.5	5 115	77	3.4	
Labor	14 277	14.0	4 620	261	14.0	
Eng. & design	2 086	2.0	660	51	2.2	
Taxes	330	0.3	99	13	0.5	
Total	101 359	100.0	33 000	2 250	100.0	
Total Unit Value	460	US\$/kW	600	US\$/kW	400	US\$/kW

The cost of the well area and the steam pipelines depends to a great extent on topography, distance between the wells and the plant, etc. If suitable information is not available, this item may be taken as approximately 15% of the cost of the entire installed plant. See the example in Table No. 2.

TABLE No. 2
WELL AREA AND STEAM PIPELINES
(thousands of US\$)

Equipment	3 333	1 155	103
Materials	9 478	3 135	26
Labor	1 995	600	16
Others	1 615	550	5
Total	16 421	5 500	150
Total Unit Value	75 US\$/kW	100 US\$/kW	30 US\$/kW

The cost of a geothermal well varies a great deal from one field to another. It depends on the type of rock, problems that might interfere with drilling, depth, etc. It is therefore indispensable to calculate cost in detail for each case. However, for the sake of illustration, Table No. 3 provides representative prices for wells at various depths in a volcanic-rock field, where frequent problems could be expected to arise during drilling.

TABLE No. 3
APPROXIMATE COST OF A WELL IN VOLCANIC ROCK
(thousands of US\$)

DEPTH (m)	MAT.	LABOR	MACH./ EQUIP.	CEMENT.	DRILL.	TOTAL
1 000	434	24	84	153	805	1 500
%	29	1.6	5.6	10.2	53.6	100
1 500	586	33	114	156	1 097	1 986
%	29.5	1.7	5.7	7.8	55.3	100
2 000	775	44	150	161	1 463	2 593
%	29.8	1.7	5.8	6.3	56.4	100
2 500	963	54	187	198	1 828	3 230
%	29.8	1.7	5.8	6.1	56.6	100

The present analysis considers that a typical well will be 1 500 m deep; that a production well, exploratory well, injection well, or dry well will cost the same (US\$ 1 986 000), and that a replacement well will cost the same as a new one.

The cost of well repairs will also depend on the particular circumstances of each case, but it is considered as 20% of the well cost, i.e. US\$ 397 000 per repaired well.

The cost of plant operation and maintenance is expressed as a cost per kWh generated. Experience has shown that this value is 13% of the cost per kWh.

The cost of field operation and maintenance is lower than the cost of plant maintenance; and it is estimated as 7% of the cost per kWh generated.

The cost of geothermal exploration is quite variable, even more so when the cost of expanding a field is compared with the cost of developing others only recently discovered. However, this figure is negligible alongside the cost of drilling. If no exact information is available on exploration expenses, it is recommended that 80% of the price of a well be taken as the total exploration cost, i.e. US\$ 1 588 000.

The number of wells required by the plant varies enormously from one field to another as well. This figure can only be determined once the field is known. However, for the sake of illustration, the following proportions may be used:

Production Wells	50%	-
Injection Wells	20%	
Dry Wells	30%	

and it may be assumed that each production well, once stabilized, will deliver 55 tons/hour (t/h) of steam at a separation pressure of 10 bars.

A plant's total steam consumption depends on the optimization process and the bleeding systems used in the lines. For the sake of comparison, it is considered that to produce 1 MW in the power plant requires the extraction of 8 t/h of steam from the wells, i.e. for 55 MW, 440 t/h are required, in this case implying eight production wells.

For back-up purposes, it is advisable to increase the amount of available steam by 25%; i.e. in this case, two production wells would be needed as back-up.

Maintaining the proportions indicated above, this example calls for:

Production Wells	10
Injection Wells	4
Dry Wells	6
Total Wells	<u>20</u>

To prepare the figures to be used in the final example which will illustrate this methodology, the case of a 55-MW unit is taken with prices in U.S. dollars, summarized as follows:

- Exploration	US\$ 1 588 000
- Wells	US\$ 39 720 000
- Station	US\$ 33 000 000
- Well Area	US\$ 5 500 000
- Well Repair	US\$ 397 000 each
- Well Replacement	US\$ 1 986 000 each
- Station O & M	13% more per kWh
- Field O & M	7% more per kWh
- Indirect	11% more

The generation of the plant is considered with the following factors, which can also vary from one site to another: nominal power, 55 MW; net power, 52 MW; plant factor, 0.8; project lifetime, 20 years; and annual generation, 365 GWh/year.

5. DISBURSEMENT SCHEDULE

For an economic comparison, it is indispensable to know the date for each disbursement. For the example, the last year of construction and testing is taken as Year 0, and the year of generation start-up as Year 1.

- Drilling schedule for 20 wells:

year - 8	wells- 1
- 7	1
- 6	1
- 5	2
- 4	3
- 3	4
- 2	4
- 1	4
0	0

- Disbursement schedule for exploration:

year - 9	20%
- 8	30%
- 7	30%
- 6	10%
- 5	10%

- Disbursement schedule for station construction:

year - 3	20%
- 2	30%
- 1	40%
0	10%

- Disbursement schedule for construction of the well area and steam pipelines:

year - 4	20%
- 3	30%
- 2	40%
- 1	10%

- Schedule for well repair and replacement:

Year	Repair	Replacement
5	1	0
6	1	1
7	1	1
8	1	1
9	1	1
10	1	2
11	1	2
12	1	2
13	1	2
14	1	2

- Schedule for energy sales:

$$55\,000 \text{ kW} \times 8\,760 \text{ h/year} \times 0.8 \times (1 - A_e) = 365 \text{ GWh}$$

where:

$$A_e = 0.052 \text{ (power auxiliaries)}$$

Year	Energy Sales
1	365 GWh
2	365
3	365
4	365
5	365
6	365
7	365
8	365
9	365
10	365
11	365
12	365
13	365
14	365
15	365
16	365
17	365
18	365
19	365
20	365

6. ECONOMIC ANALYSIS OF A GEOTHERMAL POWER PLANT

For the example of a hypothetical 55-MW plant in a volcanic-rock field, an economic analysis is provided below, quantifying all of the expenses under the item of INVESTMENT at constant prices and thus obtaining a unit cost in US\$/kW installed. See Table No. 4.

As for the expenses under the item of OPERATION AND MAINTENANCE, for the example of a 55-MW plant with a 10% rate of discount, the figures presented in Table No. 5 are obtained.

It is worthwhile to note that the present value (PV) of an investment or expense is calculated by means of the following expression:

$$VP = \frac{1}{(1 + r)}$$

where:

r rate of discount
n year of the investment or expenditure

TABLE No. 4
 INVESTMENT COSTS
 (thousands of US\$)

YEAR	EXPLOR.	WELL WELLS	AREA	STATION	TOTAL	PRESENT VALUE
- 9	318				318	750
- 8	476	1 986			2 462	5 269
- 7	476	1 986			2 462	4 801
- 6	159	1 986			2 145	3 797
- 5	159	3 972			4 131	6 651
- 4		5 958	1 100		7 058	10 305
- 3		7 944	1 650	6 600	16 194	21 530
- 2		7 944	2 200	9 900	20 044	24 253
- 1		7 944	550	13 200	21 694	23 863
- 0					3 300	3 300
Total	1 588	39 720	5 500	33 000	79 809	104 527
11% Indir.	175	4 369	605	3 630	8 779	
Total US\$/kW	32	802	111	666	1 611	

In present value, the expenses are as follows:

- Investment	US\$ 104 527 000
- Repair and replacement	US\$ 11 961 000
TOTAL	US\$ 116 438 000

In present value, the income from energy sold at a price "C" in US\$ is as follows:

$$\text{Sales (US\$)} = C \times 3\,107\,000\,000$$

$$\text{Cost C (kWh)} = 116\,438\,000 / 3\,107\,000\,000$$

$$C = 0.0375 \text{ US\$/kWh}$$

and when the following expenses are added:

13 % Plant O & M	0.0049
7 % Field O & M	0.0026
SUBTOTAL	0.0450
11 % Indirect	0.0050
TOTAL	0.0500 US\$/kWh

TABLE No. 5
OPERATION AND MAINTENANCE COSTS
(millions of US\$)

YEAR n	REPAIR RA	REPLACEMENT RO	PV	ENERGY (GWh/year)	PV SALES X C
1				365	332 x C
2				365	301 x C
3				365	274 x C
4				365	249 x C
5	397		247	365	227 x C
6	397	1 986	1 344	365	206 x C
7	397	1 986	1 222	365	187 x C
8	397	1 986	1 113	365	170 x C
9	397	1 986	1 011	365	155 x C
10	397	3 972	1 686	365	141 x C
11	397	3 972	1 529	365	128 x C
12	397	3 972	1 394	365	116 x C
13	397	3 972	1 267	365	106 x C
14	397	3 972	1 149	365	96 x C
15				365	87 x C
16				365	80 x C
17				365	72 x C
18				365	66 x C
19				365	60 x C
20				365	54 x C
TOTAL			11 961		3 107 x C

Note: The figures in the tables have been rounded off; therefore, in some cases, the total values vary slightly from those shown.

In sum, for a geothermal power plant of this type, in 1985 dollars with a discount rate of 10%, the following costs were obtained:

- Power installed 1 611 US\$/kW
- Energy generated 0.050 US\$/kW

7. COSTS OF A THERMOELECTRIC POWER PLANT

In this case, by taking the values published by the Studies Division of the Federal Electricity Commission of Mexico for thermoelectric plants of different standard sizes, and considering the internal price of oil as 30 dollars per barrel and then only 15, the following prices are obtained:

COST OF ENERGY FROM A THERMOELECTRIC PLANT

(US\$)

POWER	INVESTMENT	FUEL	O & M	TOTAL A	TOTAL B
2 X 350 MW	0.01488	0.05928	0.0112	0.07528	0.04564
2 X 160 MW	0.01793	0.06163	0.0119	0.08146	0.05065
2 X 84 MW	0.02093	0.06364	0.0294	0.08751	0.05569
2 X 37.5 MW	0.02490	0.06636	0.0502	0.09628	0.06310

The cost of the installed power capacity, i.e., the investment, is as follows:

Capacity	US\$/kW
2 x 350 MW	616
2 x 160 MW	749
2 x 84 MW	881
2 x 37.5 MW	1 079

8. ECONOMIC COMPARISON

The cost of the geothermal power plant is calculated in section 6; however, in calculating the cost of the thermoelectric plant, the following reasoning should be kept in mind:

"If the geothermal power plant is not built, the region to which it would have supplied energy would have to be served by a thermoelectric plant which would most likely be an expansion of a plant already installed to serve the region, and which would not necessarily offer the same power capacity as the geothermal power plant."

The example considers the installation of an additional 84-MW unit in a nearby plant, to supply the geothermal zone and neighboring areas. Thus, the comparison would be as follows:

	GEOTHERMAL	THERMOELECTRIC
Investment	1 611 US\$/kW	881 US\$/kW
Cost of Energy	0.050 US\$/kWh	a) 0.0875 US\$/kWh b) 0.0557 US\$/kWh
	(a) International crude oil at US\$ 30/barrel	(b) International crude oil at US\$ 15/barrel

According to the economic comparison, the best option is the geothermal power plant. However, two more analyses, not included in this document, remain to be done:

- Despite the fact that geothermal power generation is an attractive option, are there resources to build one? How much would the money needed for each option cost? In other words, a financial analysis would have to be done.
- If the prediction that the reservoir could provide enough steam for a 55-MW plant over a 20-year period proved to be incorrect, what consequences would that entail? This would be a sensitivity analysis.

9. OPTIMIZATION OF A GEOTHERMAL POWER PLANT

Once the decision has been made to install a geothermal power plant in a field where there is a known reservoir capacity and some characteristic curves for the wells, it is necessary to optimize the overall generating system.

The methodology for calculating the various economic parameters involved in the process is presented below. Each application is illustrated through a numerical example, working with the figures from previous chapters.

a. Additional Power in Services for the Plant Itself

The cost of the energy consumed in services for the plant itself varies a great deal, depending on whether the consumption is electric power from the turbine shaft or steam.

- Electric Power Auxiliaries: The installation of auxiliary power equipment can be approached in two ways. The first is

that the plant will not sell this electricity and therefore that the grid will have to purchase the needed energy at an average price. The second is to hypothetically expand the plant to satisfy the power demand in auxiliary equipment and supply more steam to satisfy consumption needs. In the geothermal plant, where the application possibilities are hypothetically minimal, the correct way to assess is in the first case is as follows:

Multiply the average cost of electricity in the area by the annual consumption of the auxiliary equipment. Then, for 20 years of continuous consumption, multiply by the plant factor and by the present value factor.

Example: for the 55-MW plant already analyzed, to install a 250-kW electric compressor would entail the cost of the compressor itself plus:

$$C_c = 250 \times 0.0557 \times 0.80 \times 8\,760 \times 8.514$$

$$C_c = 830\,000 \text{ US\$}$$

where:

0.0557 estimated average cost per kWh in the area (US\$)
 0.8 plant factor
 8 760 hours in a year
 8.514 present value factor for 20 years at 10%

Auxiliaries which consume power from the shaft: The installation of a compressor or other rotary engine directly coupled to the turbine shaft, is quantified as follows:

To satisfy the compressor's power demand, a slightly larger or more powerful turbine must be installed. Furthermore, additional steam must be supplied to the plant to satisfy this consumption. Thus, the cost will be:

Demand (C1): Unit cost of the plant, times the expansion factor times the additional power demand.

Demand (2): Estimated cost per kWh times steam production time plant factor times present value.

Total Cost: The sum of the two demands, for a 500-HP (375-kW) compressor.

$$C_1 = 666 \times 0.2 \times 375 = 49\,950 \text{ US\$}$$

where:

666 unit cost of the station
0.2 application factor
375 kW of the compressor

$$C2 = 0.031 \times 0.8 \times 8\,760 \times 375 \times 8.514 = 694\,000 \text{ US\$}$$

where:

0.031 cost per kWh for steam production
0.8 plant factor
8 760 number of hours in a year
8.514 present value factor for 20 years at 10%

$$\text{Total Cost} = 744\,000 \text{ US\$}$$

$$1\,984 \text{ US\$/kW}$$

- Auxiliaries which consume steam: Only the cost of producing this steam is calculated. For example, a turbocompressor which consumes 5 t/h of steam:

In the field in question, 440 t/h of firm steam are produced (in other words, there is a 25% margin), for which the investment needed in exploration, drilling, steam pipeline installations and the well area amounts to US\$ 66 347 000 in present value.

$$\text{Cost per t/h} = 66\,347\,000/440$$

$$= 150\,000 \text{ US\$}$$

To this value is added the proportion corresponding to O and M in the field, well repairs and replacement, and indirect costs.

Field O & M	0.0026 US\$/kWh
Repair & Replace.	0.0039 US\$/kWh

Subtotal:	0.0065 US\$/kWh
-----------	-----------------

Indirect:	0.0007 US\$/kWh
-----------	-----------------

Total, incl. Ind.	0.0072 US\$/kWh
-------------------	-----------------

If 8 kg of steam are needed to produce 1 kWh in this plant, at a cost of 0.0072 US\$, then to produce 1 ton:

$$\text{Cost per ton: } 0.0072 \times 1\,000/8 = 0.9 \text{ US\$}$$

Then to consume 1 ton per hour over 20 years would cost:

$$\text{Cost per ton} = 0.0072 \times 0.8 \times 8.514 = 53\,700 \text{ US\$}$$

where:

0.9 cost of one ton of steam, under the items of well repair and replacement, field O & M and indirect costs
8 760 hours/year
0.8 plant factor
8.514 present value factor for 20 years at 10%

Investment cost	150 000	US\$/(t/h)
O & M cost	53 700	US\$/(t/h)
Total Cost	203 700	US\$/(t/h)

In other words, to permanently consume one ton per hour costs US\$ 203 700. For a compressor which consumes 5 t/h, in addition to the cost of the compressor, one must add 5 x US\$ 203 700 (US\$ 1 018 500).

b. Cost of 1 kg/h of Additional Steam

To produce 1 kg/h of additional steam requires a proportional increase in the well facilities in the field, following the reasoning below:

To produce 440 t/h of firm steam, for the case of the example, it was necessary to invest US\$ 66 347 000 in the field.

In other words, to produce 1 kg/hour requires:

$$\text{Cost per kg/h} = \text{US\$ } 66\,347\,000 / 440 = \text{US\$ } 150$$

To provide maintenance to the field and wells, plus the indirect costs, a figure of US\$ 53.7 (US\$ 53 700 per t/h) was calculated under the preceding point. Therefore:

$$\text{Total cost per kg/hour of additional steam} = \text{US\$ } 203.7$$

c. Kilocalories per hour lost

Since the steam that arrives at the turbine in a geothermal plant is usually dry-saturated, the heat losses are quantified in monetary terms as follows:

For every 490 kilocalories that are lost, 1 kilo of steam is condensed. Since one kilo of steam per hour over 20 years costs US\$ 203.7, then the cost of the loss of 1 kilocalorie per hour over a 20-year period can be calculated as follows:

$$\text{Cost of Losses} = \text{US\$ } 203.7/490 = \text{US\$ } 0.42$$