

IIE Bulletin.
Selected articles from 1997 issues of 'boletin iie'

DISCLAIMER

Portions of this document may be illegible electronic image products. Images are produced from the best available original document.

Factibilidad de operar las centrales termoeléctricas convencionales de la CFE para cogeneración industrial

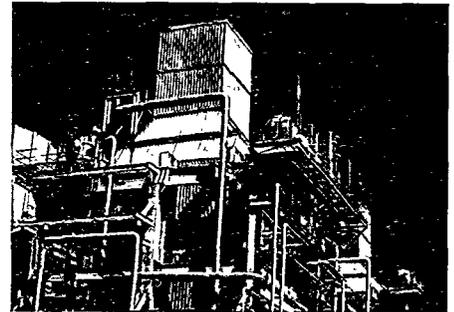
La cogeneración se define como la generación simultánea de dos manifestaciones de energía: electricidad y/o energía mecánica, y calor útil a partir de una fuente energética.

Se ha demostrado que su aplicación ofrece un importante ahorro de energía primaria, pues al comparar el consumo de combustible que se requiere para generar tanto energía eléctrica como calorífica en un mismo proceso con la suma de los consumos necesarios para producir de forma independiente las mismas energías, se observa que con el primer sistema el consumo térmico unitario disminuye de manera significativa. Este ahorro se consigue al utilizar parte de la energía del vapor que se desecha en el sistema de enfriamiento de un ciclo convencional al producir energía eléctrica o mecánica, o bien al aprovechar el calor que se desperdicia en ciertos procesos industriales. En algunos casos, este ahorro de energía en cualquiera de los dos sistemas descritos puede traducirse hasta en 30% del costo del combustible.

En México, la generación de energía eléctrica que se obtiene a partir de combustibles fósiles pesados es la principal fuente de electricidad (en 1995 representaba 66% del total) y se puede anticipar que durante mucho tiempo seguirá siendo la más importante. El uso eficiente de la energía en una central termoeléctrica es una preocupación fundamental del

personal especializado de la CFE desde el momento de su concepción. Para tener idea de lo importante de estos aspectos, basta decir que la ganancia de un punto porcentual en la eficiencia total de una unidad de 350 000 kW, ahorraría el consumo de más de 2 000 kg por hora de combustóleo. En una planta cogeneradora, la ganancia en eficiencia total puede llegar a tener valores hasta de 30% o más.

Hoy en día, las mejoras que se pueden llevar a cabo en los diseños de centrales termoeléctricas —incluyendo la introducción del vapor supercrítico en plantas convencionales, el lecho fluidizado o la gasificación de carbón en centrales de ciclo combinado— incrementan efectivamente el rendimiento general en no más de 10%. El ciclo Rankine, en el cual se basa el funcionamiento de las centrales eléctricas convencionales, obliga a desecha alrededor de 42 a 48% de energía en el agua de enfriamiento del condensador, dependiendo de la temperatura del agua; de 10 a 15% en el generador de vapor; y el resto en otros equipos como la turbina y el generador eléctrico. Por medio de la cogeneración, una parte de la



*Eduardo H. Buendía Domínguez y
R. Aracely Acosta Torres*

En México, la generación de energía eléctrica que se obtiene a partir de combustibles fósiles pesados es la principal fuente de electricidad (en 1995 representaba 66% del total) y se puede anticipar que durante mucho tiempo seguirá siendo la más importante.

energía desechada se puede ahorrar al suministrarla a un proceso que requiera energía calorífica.

Por esta razón, la Subdirección Técnica de la CFE, en colaboración con el IIE, estableció un proyecto para evaluar las condiciones en las que resulta rentable operar las centrales termoeléctricas como unidades de cogeneración al ofrecer calor a un proceso que requiera dicha energía. Por tal motivo, se seleccionaron cinco arreglos típicos de plantas, de acuerdo con su capacidad: 350, 300, 158, 75 y 37.5 MW.

Para llevar a cabo los balances térmicos y las modificaciones necesarias para que las centrales termoeléctricas operen como unidades de cogeneración, se utilizaron los programas de cómputo Steam Pro y Steam Master. Dichos programas tienen la capacidad de

La ganancia de un punto porcentual en la eficiencia total de una unidad de 350 000 kW, ahorraría el consumo de más de 2 000 kg por hora de combustible. En una planta cogeneradora, la ganancia en eficiencia total puede llegar a tener valores hasta de 30% o más.

usarse en el diseño o la realización de pruebas de funcionamiento de plantas de generación convencional.

Metas alcanzadas

- Con base en la información de diseño, tal como los balances térmicos y los prontuarios de datos técnicos de cada unidad, así como las características del sitio de ubicación de la misma, se procedió a modelar los balances térmicos de las unidades típicas analizadas a través de los programas Steam Pro y Steam Master.

En el cuadro 1 se presentan los principales parámetros de los balances térmicos evaluados con los programas de cómputo, con su respectiva desviación con respecto a los datos de diseño.

Estos balances sirvieron como base en el análisis técnico y económico para operar las centrales como unidades de cogeneración.

- Con base en la modificación del ciclo utilizando los paquetes Steam Pro y Steam Master se consideraron dos premisas para enviar vapor a proceso:

a) Mantener la generación eléctrica de la unidad e incrementar el flujo de combustible a la caldera para dar el servicio de vapor.

b) Mantener fijo el suministro de combustible a la caldera, enviando vapor a proceso y determinar la nueva generación eléctrica de la unidad.

Tomando en cuenta las necesidades térmicas de los posibles usua-

rios del calor que se podría ofrecer, se consideraron las siguientes configuraciones para la primera premisa:

a.1) Extracción de vapor de alta presión, enviando a proceso con 25 bar y aproximadamente 330°C.

a.2) Extracción de vapor de presión intermedia, enviando a proceso a 15 bar y 400°C.

a.3) Dos extracciones simultáneas de vapor a 25 y 15 bar.

a.4) Extracción de vapor de baja presión (2 bar).

a.5) Agua caliente extraída del agua de alimentación a la caldera (antes de la bomba de alimentación).

Para el caso de mantener fijo el suministro de combustible a la caldera, enviando vapor a proceso y determinando la nueva generación eléctrica de la unidad, se consideraron las siguientes configuraciones:

b.1) Obtener vapor a proceso a diferentes presiones (22, 18.5, 9, 1.5 y 1 bar), utilizando las extracciones núm. 7, 6, 4 y 3, así como del recalentado caliente.

b.2) Obtener vapor a proceso a baja presión (1.5 bar), utilizando las extracciones núm. 7, 6 y 4, así como del recalentado caliente.

b.3) Obtener vapor a proceso de alta presión (18 bar), utilizando la extracción núm. 7 y vapor del recalentado caliente.

b.4) Obtener vapor a proceso de

En relación con la operación de los arreglos típicos analizados (350, 300, 158, 75 y 37.5 MW) en diferentes sitios del país, se concluye que operar las centrales termoeléctricas en modo de cogeneración no se ve afectada por el sitio donde se encuentra dicha central.

baja presión (2.2 bar), utilizando el cross-over de la turbina.

- Resultados del análisis técnico para operar las centrales termoeléctricas como unidades de cogeneración.

a) En lo que se refiere al análisis de la operación de los arreglos típicos analizados (350, 300, 158, 75 y 37.8 MW) en diferentes sitios (zona Baja California, Baja California Sur, noroeste, norte, noreste, sur y peninsular), la variación de la eficiencia tanto de generación como la global es de aproximadamente un punto porcentual, lo cual significa que el operar las centrales termoeléctricas en modo de cogeneración no se ve afectado por el sitio en donde se encuentre la central.

b) De las configuraciones analizadas para este estudio las alternativas que mostraron la máxima eficiencia fueron:

- Extracción de vapor de alta presión, enviándolo a proceso con 25 bar y 330°C.

CUADRO 1

Modelo Steam-pro				Balance térmico		% de variación con balance térmico	
Gen bruta MW	Aux. MW	Gen neta MW	CTU kJ/kWh	Gen. bruta MW	CTU kJ/kWh	Gen. bruta %	CTU %
353.6	14.2	339.4	8 322	350	8 002	-1.04	-3.9
306.5	15.4	292.5	8 319	300	8 141	-2.17	-2.19
158.1	7.9	150.2	8 381	*158	8 451	-0.06	0.83
75.4	3.4	72.0	9 177	*75	ND	-0.56	ND
38.9	1.4	37.6	9 443	37.6	9 558	-0.08	1.2

Las centrales termoeléctricas son factibles y rentables de operar como unidades de cogeneración al ofrecer calor a las industrias. La limitante está en tener un mercado para el uso de dicho calor, ya que como se muestra en el cuadro 5, entre más vapor se obtiene del ciclo para proceso, se incrementa la eficiencia global y su rentabilidad.

- Dos extracciones simultáneas de vapor de alta y presión intermedia para enviar el vapor a proceso con 25 y 15 bar.

Sus resultados se resumen en los cuadros 2 y 3. Como se puede observar, para el caso de utilizar el vapor de alta y presión intermedia se tiene una mejora en la eficiencia del ciclo hasta de ocho puntos porcentuales con respecto a la operación actual de las unidades.

En todos estos casos, la consideración que se hizo fue la de mantener la generación eléctrica de la planta; para dar el servicio de vapor se incrementó el flujo de combustible, que en la mayoría de los casos no fue mayor a 10%. Tomando en cuenta esta consideración, se optó por manejar la máxima disponibilidad de vapor para proceso de una de las unidades analizadas, manteniendo el flujo de combustible original y determinando la nueva generación eléctrica bajo esta consideración.

Esta máxima disponibilidad de vapor se evaluó de acuerdo con las configuraciones mostradas anteriormente en los incisos b.1 a b.4. Para este análisis se consideró la unidad de 300 MW como base para el estudio. En el cuadro 4 se muestra el resultado de dicha evaluación.

Como se puede observar en el cuadro 4, el incremento de la eficiencia se elevó hasta 28 puntos porcentuales de la eficiencia inicial de la unidad. De todos estos casos, la mejor opción desde el punto de

vista térmico, es la utilización del vapor del *cross-over* de la turbina, ya que da la máxima eficiencia tanto de generación como del ciclo. Sin embargo, la limitante es la baja presión del vapor (2.2 bar) y que

tiene poca aplicación en la industria (agua caliente, refrigeración, desalinación, etc.). En el caso de aplicar este vapor dentro del proceso de una industria en forma general, la mejor opción para los fines del

CUADRO 2
Extracción de vapor de alta presión.

Unidades	Vapor a proceso			Situación actual		Situación propuesta		
	Presión bar	Temp. °C	Flujo t/h	CTU kJ/kWh	Eficien. general	CTU kJ/kWh	Eficien. general	Eficien. global
350	25	332	83	8328	37.8	8209	35.3	42.5
300	25	325	77	8319	35.7	8207	33.1	40.4
58	25	338	40	8384	36.0	8271	33.4	40.7
75	25	367	19	9181	34.9	9067	32.5	39.9
37.5	25	360	11	9443	34.7	9317	32.1	40.2

CUADRO 3
Extracción de vapor de alta y presión intermedia.

Unidades	Vapor a proceso			Situación actual		Situación propuesta		
	Presión bar	Temp. °C	Flujo t/h	CTU kJ/kWh	Eficien. general	CTU kJ/kWh	Eficien. general	Eficien. global
350	25/15	332/482	123	8328	37.8	8188	32.0	42.0
300	25/15	325/442	112	8319	35.7	8188	32.0	42.0
58	25/15	338/435	58	8384	36.0	8246	32.2	42.6
75	25/15	367/287	36	9181	34.9	9007	30.6	43.4
37.5	25/15	360/273	18	9443	34.7	9229	30.7	43.0

CUADRO 4
Máxima disponibilidad de vapor a proceso con consumo de combustible fijo.

Unidades	Vapor a proceso			Situación actual		Situación propuesta		
	Presión bar	Temp. °C	Flujo t/h	CTU kJ/kWh	Eficien. general	CTU kJ/kWh	Eficien. general	Eficien. global
300/ 192.25	1.0	169	12.5	8319	35.7	6798	22.4	64.1
	1.5	222	11.4					
	9.0	438	34.5					
	18.5	482	250					
	21.8	276	71.3					
300/ 192.5	1.5	350	402	8319	35.7	6775	22.3	64.2
300/ 205.5	18	270	400	8319	35.7	6841	23.4	62.8
300/ 246.3	2.2	220	400	8319	35.7	5670	29.1	67.5

proyecto es utilizar el vapor de alta presión (18 bar) de la extracción núm. 7 y el vapor del recalentado caliente.

Evaluación económica de las alternativas para operar las centrales termoeléctricas como unidades de cogeneración al ofrecer calor a la industria

Con base en los resultados de la evaluación técnica se tienen las siguientes consideraciones para la evaluación económica:

- *Vida económica del proyecto.* Debido a que no se realizarán modificaciones a las unidades y sólo serán necesarias las inversiones para manejar el vapor a proceso (tuberías, aislamiento, conexiones e intercambiador de calor), se considera que son proyectos a corto plazo, por lo que la vida económica del proyecto se estima en 10 años.

- *Valor del capital.* Se tomó como referencia el utilizado en la CFE para sus proyectos de inversión de acuerdo con COPAR (costos y parámetros de referencia para formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico).

- *Tiempo de operación de la industria.* Se refiere al tiempo en que la(s) industria(s) requiere(n) de suministro de vapor, el cual se estimó tomando como base la experiencia del IIE en otros proyectos (unas 8 000 horas al año).

- *Costos de inversión para ofrecer calor a la industria.* Estos

costos incluyen el sistema de tuberías con aislamiento para el transporte de vapor y/o agua caliente, y las alternativas en que se contempla la tubería de retorno de condensado. Además, en algunas alternativas se considera la instalación de un equipo de transferencia de calor. Para la evaluación antes mencionada, se tomaron en cuenta los costos de tubería de acero al carbón, sin costura, cédula 40 de diversos diámetros; para el dimensionamiento de la tubería, los criterios fueron una caída de presión de 0.1 bar/30 metros, en la conducción de vapor y una velocidad máxima de 2 m/s.

- *Costos de insumos.* Estos costos fueron reportados directamente por una de las centrales de la CFE.

- *Costo de combustible.* Se tomó como combustible el combustóleo y

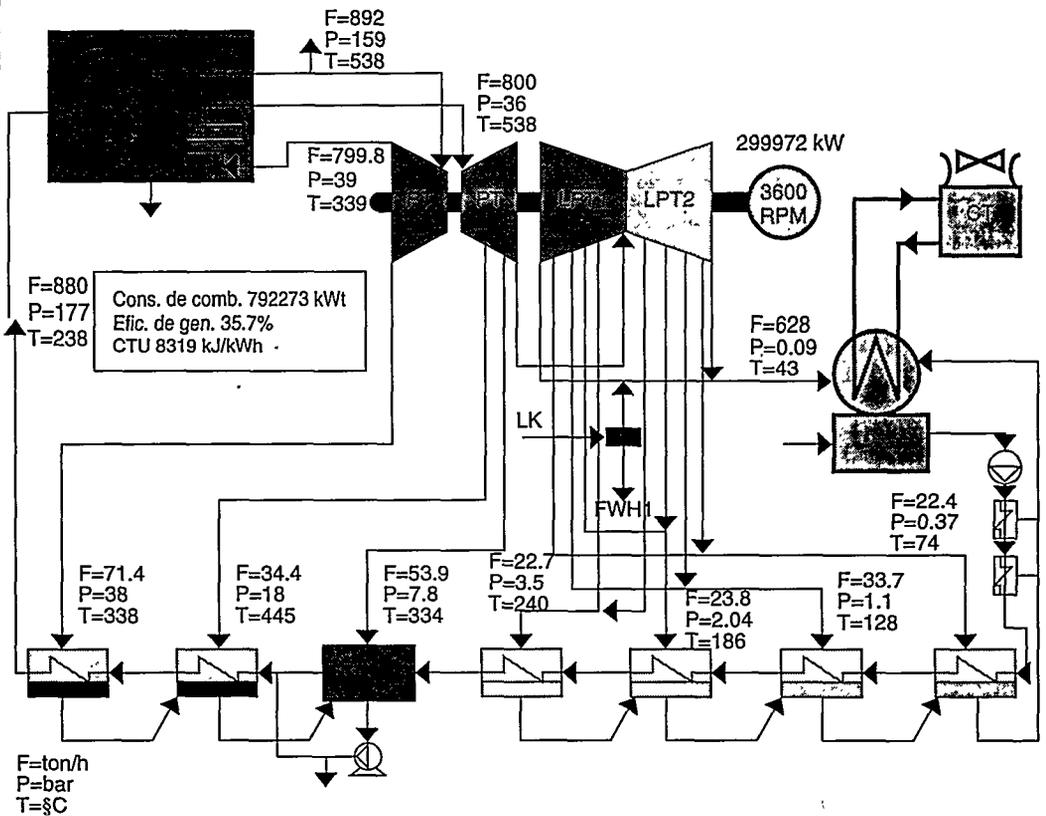
su precio lo reportó una de las centrales de la CFE.

- *Precio de la energía eléctrica.* Se usa para fines de cálculo, ya sea para determinar el costo de la energía eléctrica de auxiliares en una caldera o cuando se deja de generar energía eléctrica al fijar el consumo de combustible.

- *Precio de venta de vapor.* En lo que se refiere a la definición del precio de vapor que la CFE ofrecerá a la industria, se realizó una evaluación de los costos de la generación de vapor a proceso tanto para la CFE como para la industria, ya sea si ésta se encuentra en operación o va a instalarse una nueva planta.

El análisis económico de las alternativas antes mencionadas se realizó estableciendo el flujo de efectivo de cada una de ellas, considerando:

FIGURA 1
Unidad 300 MW.



- Inversión inicial.
- Costo de operación y mantenimiento de la nueva operación.
- Costo por el decremento de energía eléctrica.
- Venta de vapor.

La unidad base para comparar los resultados del estudio es la de 300 MW, tomando como referencia los siguientes parámetros de la central:

Generación bruta:
300 MW

CTU: 8 319 kJ/kWh
Consumo de combustible: 792 273 kWt

Eficiencia de la planta de generación:
35.7%

En la figura 1 se muestra el balance de esta base.

Las alternativas más rentables se resumen en el cuadro 5.

La alternativa A-I corresponde a utilizar vapor de la extracción núm. 7 del ciclo. En la figura 2 se muestra el balance térmico de esta alternativa. La alternativa G-II corresponde a utilizar vapor de la extracción núm. 7 y de la línea de recalentado caliente del ciclo. En la figura 3 se muestra el balance térmico de esta alternativa. La alternativa J-II corresponde a utilizar vapor del cross-over de la turbina. En la figura 4 se muestra su balance térmico. Para la selección de tales alternativas se hicieron las

siguientes consideraciones:

- Que las condiciones de vapor a proceso cubran un amplio rango de las necesidades de la industria nacional.
- Que el precio de vapor no supere el costo de vapor de la industria.
- Que afecte en un menor grado la operación actual de la central (realizar pocas modificaciones al

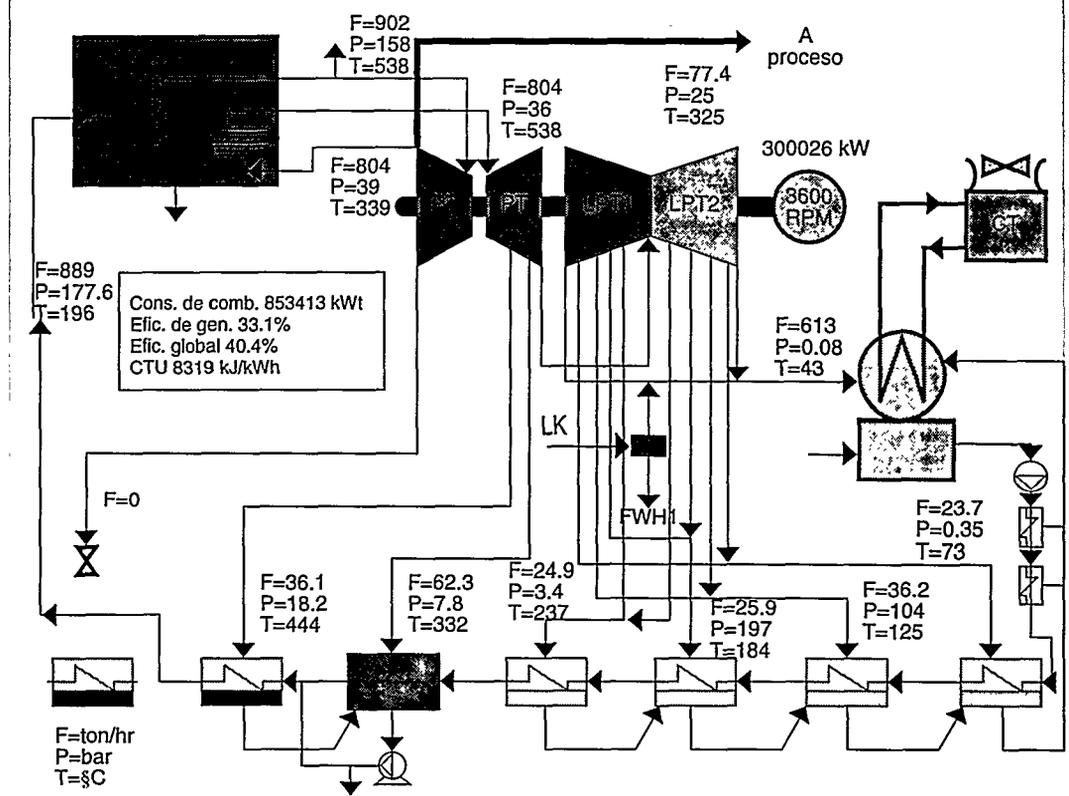
ciclo para ofrecer calor).

- Que se tenga un mayor saldo total para cubrir algunas necesidades de la planta.

Conclusiones

En relación con la operación de los arreglos típicos analizados (350, 300, 158, 75 y 37.5 MW) en diferentes sitios del país, se concluye que

FIGURA 2
Alternativa A-I.



CUADRO 5
Las diversas alternativas.

Alternativa	Flujo vapor ton/h	Pres. bruta bar	Gen. bruta MW	CTU kJ/kWh	Eficiencia		PRI	TIR	Precio de vapor \$/ton*	Saldo total
					gen %	global %				
A-I	77	25	300	8 207	33.1	40.4	2.8	40.5	18	1 637
G-II	400	18	200	6 841	23.4	62.8	0.5	217.6	40	8 494
J-II	400	2.2	246	5 670	29.1	67.5	0.75	146.2	22	5 708

* Valores referidos a noviembre de 1994.

FIGURA 3
Alternativa G-II.

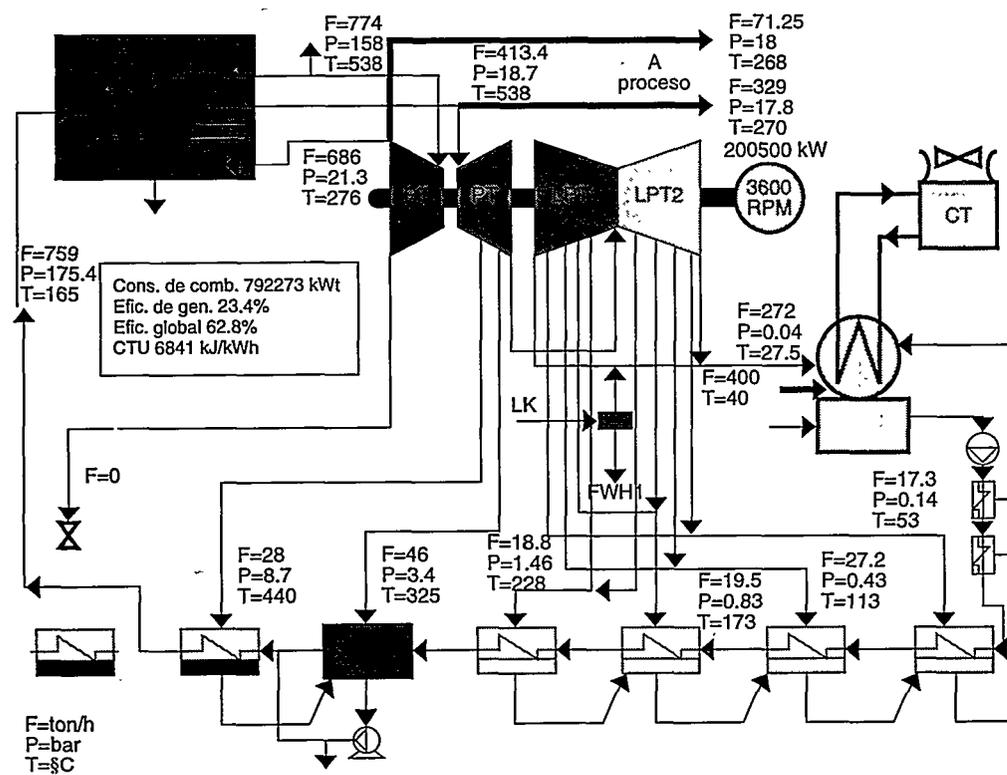
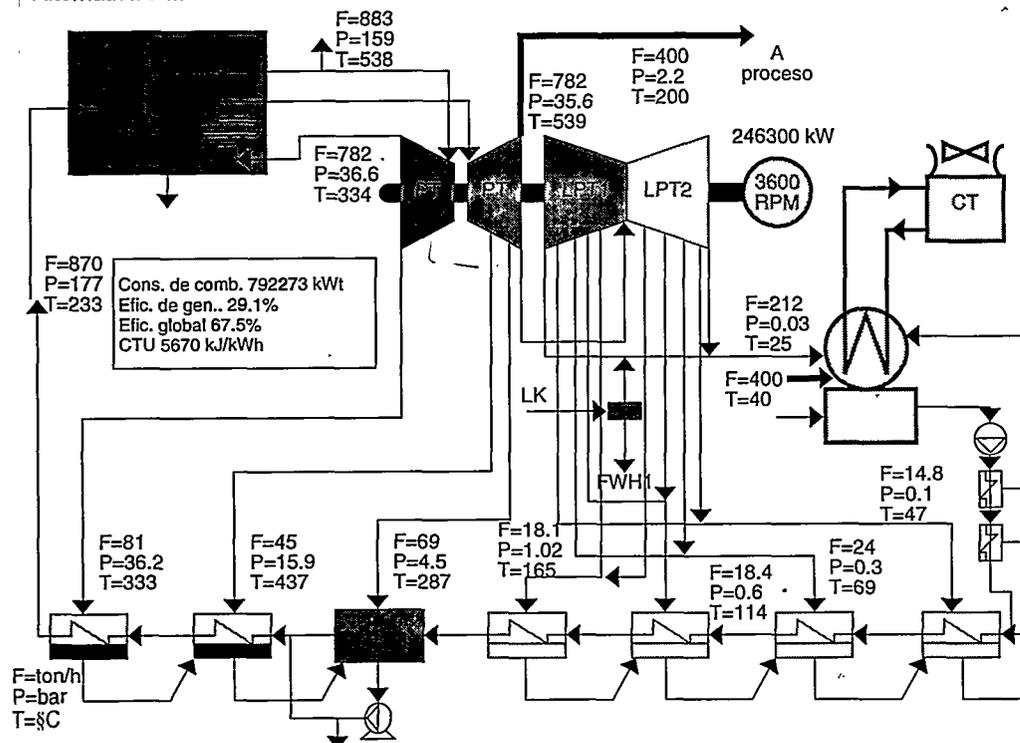


FIGURA 4
Alternativa J-II.



el operar las centrales termoeléctricas en modo de cogeneración no se ve afectado por el sitio donde se encuentra la central.

Considerando la evaluación técnica y económica de las diferentes alternativas para operar las centrales como unidades de cogeneración, se concluye que las alternativas que se recomiendan por ser las más rentables son:

a) Mantener la generación eléctrica base, variar el consumo de combustible, ofrecer 77 ton/h de vapor a 25 bar y utilizar vapor de la extracción núm. 7 del ciclo. Esta alternativa ofrece una ganancia en la eficiencia global del ciclo de cinco puntos porcentuales con respecto a la base.

b) Mantener el consumo de combustible base, variar la generación eléctrica, ofrecer 400 ton/h a 2.2 bar y utilizar vapor del cross-over de la turbina. Esta alternativa ofrece una ganancia en la eficiencia global del ciclo de 30 puntos porcentuales con respecto a la base.

Considerando estos resultados, se concluye que las centrales termoeléctricas son factibles y rentables de operar como unidades de cogeneración al ofrecer calor a las industrias. La limitante está en tener un mercado para el uso de dicho calor, ya que como se muestra en el cuadro 5, entre más vapor se obtiene del ciclo para proceso, se incrementa la eficiencia global y su rentabilidad.

**EDUARDO H. BUENDÍA
DOMÍNGUEZ**



Ingeniero mecánico electricista por la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) egresado en 1981. Ese mismo año se incorporó como investigador al IIE en la hoy Unidad de Ingeniería Mecánica. Actualmente es coordinador de especialidad del área de métodos de ingeniería mecánica para el uso eficiente de la energía. Se dedica principalmente a la realización, supervisión y evaluación de proyectos relacionados con el ahorro de energía y sistemas de cogeneración para los sectores energéticos, industriales y de servicios. Es autor de varios artículos técnicos y profesor de la Facultad de Ingeniería de la UNAM y de la Escuela de Ingeniería de La Salle.

**ROSA ARACELY ACOSTA
TORRES**



Ingeniera química por la Universidad Veracruzana (1988). De 1989 a 1992 trabajó en la Comisión Federal de Electricidad en la Sugerencia de Ingeniería en el Departamento Mecánico de la central nucleoeléctrica Laguna Verde como especialista en el área de mecánica nuclear. En 1992 se incorpora al IIE en la hoy Unidad de Ingeniería Mecánica como jefe de proyecto en el área de ahorro de energía y cogeneración. Es autora de varios artículos técnicos y miembro de la Association of Energy Engineers.

SISTEMAS EXPERTOS

¡NUEVAS VERSIONES!

Se-Sismo y Se-Viento para Windows contienen módulos adicionales. *Software* de apoyo para las versiones actualizadas de los capítulos:

**Diseño por sismo
Diseño por viento**

del *MANUAL DE DISEÑO DE OBRAS CIVILES*
de la *Comisión Federal de Electricidad*

Instituto de Investigaciones Eléctricas
Departamento de Ingeniería Civil

Informes

Teléfono (73) 18 38 11 extensión 7584, fax (73) 18 25 38,
correo electrónico: guerrero@iie.org.mx

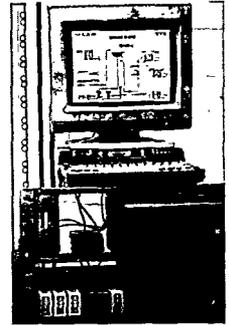
Tecnología de sistemas híbridos solar-eólico para desarrollos ecoturísticos

Aplicaciones: *Iluminación
Refrigeración
Aire acondicionado*

Villas Carrousel en Playa del Carmen, Quintana Roo, primer desarrollo ecoturístico que satisface sus necesidades de energía eléctrica para iluminación con un sistema híbrido solar-eólico diseñado y construido por el IIE.

Mayores informes
Unidad de Energías No Convencionales
Tel. (73) 18 38 11 ext. 7771.

Informática ad hoc de apoyo al sector eléctrico



Los sistemas de información están calificados como una de las tecnologías que más impactan el desarrollo del sector eléctrico [Higorani, 1996] y acompañada de la electrónica de potencia jugará un papel importante en la pequeña generación distribuida, el uso de corriente directa y sistemas flexibles de transmisión, así como en la distribución de electricidad a la medida de los requerimientos de los consumidores.

La necesidad de sistemas informáticos *ad hoc* al sector eléctrico radica principalmente en el *software* o sistemas de programación para las computadoras que procesan información relativa a aplicaciones técnicas y comerciales. Los datos vienen de diferentes fuentes, incluyendo lectores automáticos de consumos, sistemas de información de clientes, sistemas geográficos, sistemas de automatización de mapas y de administración de instalaciones, y sistemas de adquisición de datos automatizados o manuales.

En las etapas de evolución o modelos de mercados eléctricos [Gazca Neri, 1996] que se basan en el grado de monopolio permitido y estructuran la industria eléctrica en formas que van desde el monopolio en todos los niveles hasta el modelo de competencia al menudeo, pasando por los modelos de agente de compra y de competencia al mayoreo, los cambios que se presentan en las empresas incrementan la importancia de las

tecnologías de información, que a su vez transforman la manera de operar seguida por las empresas eléctricas, proporcionando, entre otras cosas, facilidades de:

- Compartir la información y datos dentro de la organización (ingenieros, trabajadores de campo, directores corporativos, planificadores, administradores y contratistas).
- Compartir datos con otros proveedores de servicio.
- Que exista comunicación bidireccional con los clientes.
- La presencia de una organización eficiente orientada a la calidad.
- Contar con un mercadeo inteligente de energía.
- Tener datos de campo al minuto.

Con estas facilidades se puede lograr, por ejemplo, facturación con gran exactitud, información de primera mano del uso de energía, respuesta rápida a interrupciones, opciones de fecha de facturación y reducida injerencia en la propiedad del consumidor.

También en las centrales de generación, el mejoramiento de la operación y los objetivos de adiestramiento y capacitación se logran integrando los sistemas existentes con nuevos sistemas y capacidades

Guillermo Rodríguez Ortíz,
Rodolfo Pazos Rangel,
Jorge González Sustaeta y
Luis Alberto Pineda Cortés

Los sistemas de información están calificados como una de las tecnologías que más impactan el desarrollo del sector eléctrico [Higorani, 1996] y acompañada de la electrónica de potencia jugará un papel importante en la pequeña generación distribuida, el uso de corriente directa y sistemas flexibles de transmisión, así como en la distribución de electricidad a la medida de los requerimientos de los consumidores.

y haciendo disponibles los datos a más gente en la central. Los sistemas actuales son los sistemas de control y administración de la energía; los de la supervisión de la potencia generada y de las emisiones; los simuladores; los sistemas de almacén e inventario, y los sistemas de contabilidad.

Algunos de los nuevos sistemas y capacidades que pueden añadirse a las centrales generadoras son el almacén y explotación de los datos del proceso y la supervisión en línea de su comportamiento; el mantenimiento predictivo; el diagnóstico de alarmas y el análisis de datos con sistemas expertos.

Los sistemas computacionales

cen en saltos dentro del microprograma.

Ambiente de pruebas

Se construyó inicialmente un prototipo en tarjetas comerciales diseñadas para alambrado con la técnica de entorchado *wire wrap*. Por otro lado, se construyó un emulador del bus KSU utilizando un circuito modulador igual al de la IKSUPC, el cual se conectó a una PC por su puerto paralelo. Por medio de un programa, la PC permitió generar la secuencia de direcciones y patrones de datos de prueba que emulan al bus KSU. La PC también controla la conmutación de la señal de salida del modulador a dos líneas, para tener así la interfaz equivalente al cable SP. La tarjeta prototipo se insertó en otra PC desde donde se programó la configuración de señales de acuerdo con la configuración de la PC que emula al bus KSU (figura 10).

Conclusiones

Desde el punto de vista electrónico, se puede concluir que la tarjeta IKSUPC si bien incluye tecnología tradicional en el diseño de los módulos modulador y demodulador, también incluye tecnología reciente en los módulos de memoria e interfaz AT; esta mezcla facilitó su desarrollo. Por lo que respecta al módulo CAM, el diseño se basa en el principio de las computadoras microprogramadas, aunque implantado con circuitos comerciales (EPROM), lo cual se considera novedoso y práctico, ya que, permitió cambios al diseño sin necesidad de cambiar la topología en los componentes.

En cuanto al aspecto económico, el costo del desarrollo de la tarjeta IKSUPC en versión industrial más el costo de un nuevo sistema de supervisión basado en el uso de PC

con la tarjeta IKSUPC es menor a la décima parte del costo del sistema de control distribuido, lo cual justifica este desarrollo.

Referencias

Butrón Téllez Girón, Lorena (1996), *Enlace entre un sistema de control distribuido basado en el bus KSU y una PC*, Tesis de maestría, Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico, DGI, SEP, enero.

CMOS, *BIMOS Data Book* (1989), Cypress Semiconductor.

Eggerbrecht, Lewis C. (1992), *Interfacing to the IBM personal computer*, Second Edition, Editorial SAMS.

Hayes, John P. (1978), *Computer architecture and organization*, International Student Edition, McGraw Hill.

Tanenbaum, Andrew S. (1985), *Organización de computadoras: un enfoque estructurado*, PHH, Prentice Hall.

CARLOS ENRIQUE RAMÍREZ VALENZUELA



Ingeniero mecánico electricista por la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), 1972, y maestro en ingeniería electrónica por el DESFI, UNAM, 1976. Fue investigador del Instituto de Ingeniería de la UNAM de 1973 a 1979. En 1979 ingresó al IIE como responsable del Laboratorio de Computación Híbrida de la División de Sistemas de Potencia. En 1990 recibió seis meses de entrenamiento en el Centro de Control de Energía de Ontario Hydro, en Canadá. Ha participado y dirigido numerosos

proyectos tanto de infraestructura como bajo contrato, entre los que destacan el desarrollo del Sictre para el Cenace, el del SADRE para la central termoeléctrica Manzanillo II y, recientemente, el SADME para la CTCC El Sauz. Ha sido catedrático de la Facultad de Ingeniería de la UNAM y actualmente es profesor titular de la maestría del Cenidet. Ha dirigido cinco tesis de licenciatura y ocho de maestría.

LORENA BUTRÓN TÉLLEZ GIRON



Egresada de la Universidad Autónoma de San Luis Potosí; cursó la carrera de electrónica en sistemas digitales y la maestría en ciencias en ingeniería

electrónica en el Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico, obteniendo el grado con la tesis «Enlace entre un sistema de control distribuido basado en el bus KSU y una PC». Ha participado en proyectos de desarrollo de dispositivos de interfaz en instrumentación. Actualmente se desempeña en el área de comunicaciones y redes en el Grupo Industrial y Comercial PIPSA.

Efecto del desgaste del sistema de álabes y sellos sobre la eficiencia y potencia de las turbinas de vapor

Resumen

Se presenta la implementación de un método de evaluación de turbinas de vapor a partir de la geometría medida del canal de flujo y sus condiciones de operación. Este método, previamente desarrollado, permite identificar y cuantificar las pérdidas de potencia y eficiencia debido al desgaste de sus elementos (álabes desgastados o doblados, sellos desgastados, depósitos, etcétera); el beneficio que se obtiene es un conocimiento más preciso del comportamiento de la turbina y que se tiene una base para dar prioridad a los trabajos de mantenimiento desde el punto de vista de aprovechamiento de la energía.

En este artículo se localizan y evalúan las pérdidas de potencia y eficiencia de una turbina de vapor de 300 MW, además, se presenta un análisis de sensibilidad para los elementos típicos que originan el deterioro de la eficiencia en este tipo de turbinas.

Introducción

Para conocer el comportamiento de una turbina de vapor es muy importante identificar y cuantificar sus pérdidas de potencia y eficiencia interna. Esto es el primer paso para minimizar o eliminar dichas pérdidas y mantener los niveles de operación originales. Previamente se ha desarrollado un método de evaluación del desgaste de componentes del sistema de canal de flujo de turbinas [Kubiak, J. *et al.*, 1996], el cual calcula las pérdidas partiendo del cambio de la geometría (gargantas, cuerdas, ángulos, etcétera) debido a desgaste de bordes de entrada y salida de los álabes. El desgaste del sistema de álabes (sistema de flujo) se presenta como pérdida de material debido a erosión (fotografía 1), corrosión, desprendimiento, golpes (fotografía 2) y depósitos, entre otros, que cambia la geometría del sistema de álabes disminuyendo la eficiencia y potencia. En este artículo se presenta la implementación de tal método a un caso específico de una turbina de 300 MW. Con los resultados obtenidos se pueden hacer evalua-

Alfonso Campos Amezcua y Janusz Kubiak Szyszka

Para conocer el comportamiento de una turbina de vapor es muy importante identificar y cuantificar sus pérdidas de potencia y eficiencia interna. Esto es el primer paso para minimizar o eliminar dichas pérdidas y mantener los niveles de operación originales.

ciones económicas a partir del incremento del costo de generación por consumos adicionales de combustible debidos a la pérdida de eficiencia, contra los costos del mantenimiento mayor que involucra la reparación de álabes o toberas por soldadura [Mazur, Z. *et al.*, 1994; Mazur, Z. *et al.*, 1991]. El método se aplica durante los primeros días del mantenimiento mayor e inmediatamente se entregan las recomendaciones para que el personal de la planta pueda tomar decisiones respecto a reparaciones de los componentes dañados. Asimismo, los resultados obtenidos pueden utilizarse posteriormente como datos de referencia para un diagnóstico basado en las mediciones de los datos de operación en línea, con eso se puede respaldar la decisión cuando se tenga que realizar un mantenimiento mayor.

Pérdidas en turbinas

Las pérdidas de potencia pueden dividirse en recuperables y no recuperables desde el punto de vista del mantenimiento. Las pérdidas no recuperables son, entre otras: incremento de la rugosidad por golpes de partículas sólidas sobre la superficie de los álabes y apertura del canal de flujo debido a corrosión o erosión en otras zonas de los álabes diferentes al borde de salida. Las pérdidas recuperables son desgaste de los álabes en la zona del borde de salida, incremento de la rugosidad por depósitos, desgaste de sellos, etcétera.

Las pérdidas de potencia y eficiencia en una turbina

Las pérdidas de potencia pueden dividirse en recuperables y no recuperables desde el punto de vista del mantenimiento. Las pérdidas no recuperables son, entre otras: incremento de la rugosidad por golpes de partículas sólidas sobre la superficie de los álabes, y apertura del canal de flujo debido a corrosión o erosión en otras zonas de los álabes diferentes al borde de salida. Las pérdidas recuperables son desgaste de los álabes en la zona del borde de salida, incremento de la rugosidad por depósitos, desgaste de sellos, etcétera.

El método de evaluación de turbinas de vapor, midiendo la geometría de la misma, es una herramienta poderosa para la evaluación de pérdidas de potencia y eficiencia. También proporciona una ayuda valiosa durante los mantenimientos, en la toma de decisiones, cuando se tienen limitaciones de tiempo o recursos ¿Qué elemento reparar para obtener el máximo beneficio?

pueden dividirse para su análisis en:

- Pérdidas por desgaste de sellos (fugas).
- Pérdidas por rugosidad.
- Pérdidas por desgaste de álabes (erosión, corrosión, golpes).

Las pérdidas por fugas pueden llegar a ser las más críticas en turbinas de vapor y es posible que ocurran a través de sellos internos o externos. El incremento de los claros de los sellos externos ocasiona una pérdida de flujo que va a otras secciones de la turbina, reduciendo así su potencia. Al conocer los claros reales y las condiciones de frontera se puede estimar el flujo que se fuga a través del área anular y conocer la potencia que se pierde por la disminución del fluido de trabajo. Para esto se utiliza la ecuación desarrollada por H. Martín, y corregida con diferentes coeficientes experimentales de acuerdo con el tipo de sello, diente, claro, etcétera.

$$m = kA \frac{P_o}{\sqrt{R To}} \sqrt{\frac{1 - (P_n/P_o)^2}{N - \ln(P_n - P_o)}} \quad [1]$$

El incremento de los claros en las etapas tanto en los

sellos de diafragma como los sellos en la punta de los álabes móviles provoca pérdidas de potencia y eficiencia. En la figura 1 se muestra el esquema de la etapa de una turbina y en ella los flujos de fugas. Existen cuatro tipos de fugas en el arreglo de la etapa: la que pasa entre los diafragmas y el rotor, G_{nw} ; el flujo que circula a través del cincho del álabe, G_{nz} ; el que se va hacia la raíz del álabe móvil, G_{nw1} y por último, el que pasa a través de los orificios de balance, G_{no} . Además, se representa el flujo de salida de las toberas, G_1 , y el flujo que pasa a través de los álabes móviles, G_2 , que es el fluido efectivo de trabajo. Existen diferentes sentidos que puede seguir el flujo; los parámetros que influyen son el grado de reacción y el tipo de sello. Si el grado de reacción $p_0=0$ y $G_{nw1}=0$ entonces $G_{no}=G_{nw}$ y $G_{nz}=G_{nw}$.

Si el grado de reacción $p_0 \neq 0$ se utilizan las siguiente ecuaciones:

$$\frac{G_{nw}}{G_o} = \frac{kD_1^2}{(D_1 + L_1) L_1 \text{sen } \alpha_1 Z_o} \sqrt{\frac{1 - p_{or}}{1 - p_{om}}} \quad [2]$$

$$\frac{G_{nw1}}{G_o} = \frac{kD_1^2}{(D_1 + L_1) L_1 \text{sen } \alpha_1} \sqrt{\frac{p_{ot}}{1 - p_{om}}} \quad [3]$$

Incremento de la rugosidad superficial

Existe una rugosidad superficial de los álabes debido al proceso de manufactura, la cual se contempla dentro del diseño de la turbina; sin embargo, cuando la superficie de los álabes es atacada por partículas sólidas, depósitos, corrosión, humedad, la rugosidad superficial de los álabes se incrementa considerablemente (especialmente en el lado de succión de los álabes) esto trae como consecuencia que el número de Reynolds aumente, incrementando también la capa límite y, por ende, las pérdidas de energía por fricción. El número de Reynolds está dado por:

$$Re = \frac{V \cdot L}{\nu} \quad [4]$$



Foto 1.



Foto 2.

Se han evaluado más de 40 turbinas utilizando este método y se concluyó que las causas principales de la pérdida en estas turbinas son desgastes de toberas por partículas sólidas, desgaste de sellos, rugosidad y depósitos.

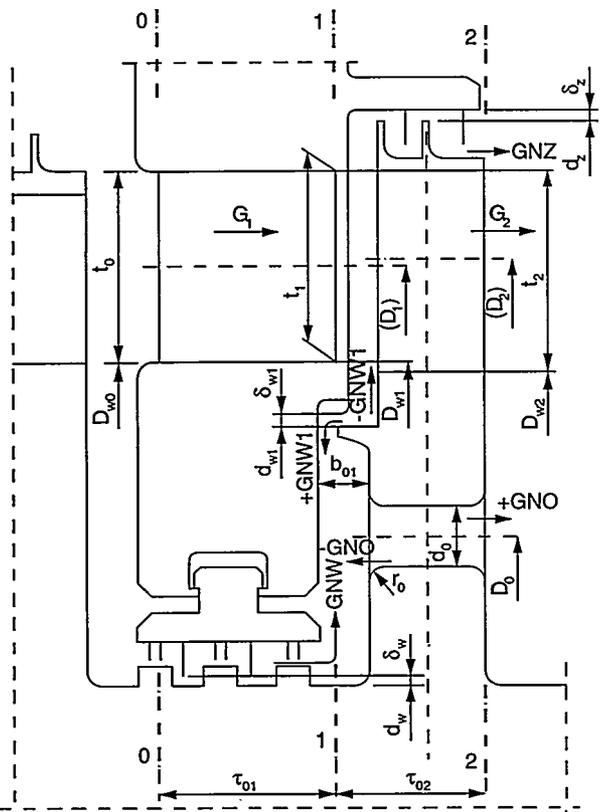
Para conocer el comportamiento del vapor a través del canal de álabes se utilizan las siguientes ecuaciones simplificadas:

Ecuación del equilibrio radial:

$$\frac{1}{\rho_1} \frac{\Delta P_1}{\Delta r_1} = \frac{C_{1\theta}}{r_1} \quad [5]$$

Ecuación de continuidad:

FIGURA 1
Ilustración de la geometría de una etapa con dimensiones y flujos.



$$\Delta M_{1,i} = \Delta F_{1,i} \frac{1}{2} \left[\frac{C_{1,i}}{v_{1,i}} + \frac{C_{1,i+1}}{v_{1,i+1}} \right] \quad [6]$$

Eficiencia para los álabes fijos de una etapa:

$$\eta_1 = 1 - \left[1 - \frac{C_1^2}{C_{1S}^2} \right] \quad [7]$$

Eficiencia para los álabes móviles de una etapa:

$$\eta_2 = 1 - \left[1 - \frac{W_2^2}{W_{2S}^2} \right] \quad [8]$$

donde,

$$C_{1S} = \sqrt{2 (i_{OT} - i_{1S})}$$

y

$$W_{2S} = \sqrt{2 (i_{OT} - i_{2S})}$$

Potencia interna de la etapa:

$$P_i = m_o (h_i) \quad [9]$$

Eficiencia del grupo de etapas:

$$\eta_{gr} = \frac{\sum_{i=1}^n h_{i,i}}{i_{OT(1)} - i_{2Sgr}} \quad [10]$$

Estas ecuaciones están incluidas dentro de un programa de cómputo llamado Turbina [Kubiak, J. et al., 1996] y se aplican a cada etapa de la turbina dentro de un proceso iterativo donde las condiciones de frontera son los parámetros termodinámicos de operación.

Datos requeridos de la geometría de una turbina

La geometría del canal de álabes requerida por el programa incluye:

- Dimensiones de cada etapa (longitud de los álabes, cuerda, garganta, diámetros, ángulos, etcétera).
- Claros, número y tipo de sellos, tanto internos como externos.

Las figuras 1 y 2 muestran gráficamente las dimensiones requeridas por el programa. Las dimensiones del perfil del álabes se toman en varios puntos a lo largo de la longitud del álabes y en varios álabes; posteriormente se obtiene el valor promedio en cada punto y finalmente

el valor a la altura media del álabe.

Los parámetros de operación considerados son flujo másico de entrada, en las extracciones y a través de los sellos adyacentes a la etapa de control; presiones de entrada y salida; temperatura de entrada; y la eficiencia de la etapa de control.

Considerando la geometría de diseño y los parámetros de operación de diseño se obtiene la potencia y eficiencia de la turbina, la cual sirve como referencia para la evaluación de las pérdidas; entonces se realizan mediciones a la geometría real de la turbina que presenta cambios en algunas dimensiones como: gargantas, pasos, espesores de salida, claros de sellos. Se realiza el cálculo y los resultados se comparan con los datos de referencia, obteniéndose diferencias que son las pérdidas debidas al deterioro de la trayectoria del vapor.

Una ventaja adicional con este método de evaluación, es que se puede hacer un análisis de sensibilidad de los elementos que típicamente sufren desgaste, con el fin de tener una estimación de la pérdida de potencia en función del cambio de geometría para cada elemento.

FIGURA 2
Perfil de los álbes y dimensiones necesarias para el cálculo.

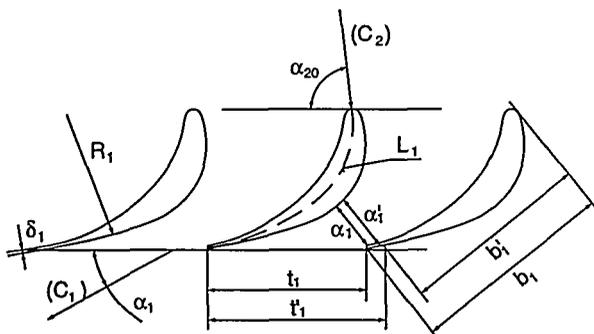
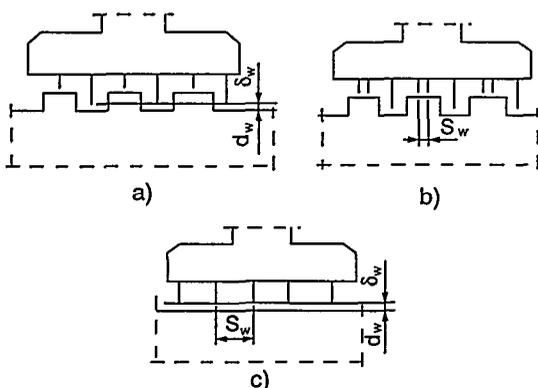


FIGURA 3
Tipos de sellos con las variables requeridas.



Resultados de la evaluación de la potencia y eficiencia

El ejemplo de aplicación considera una turbina de 300 MW con dos rotores, uno de alta-intermedia presión y otro de baja presión. Las principales causas de la disminución en la potencia fueron el desgaste de sellos y la etapa de control. Durante el mantenimiento, ambos elementos se rehabilitaron parcialmente, quedando

FIGURA 4
Variación de la potencia antes y después del mantenimiento.

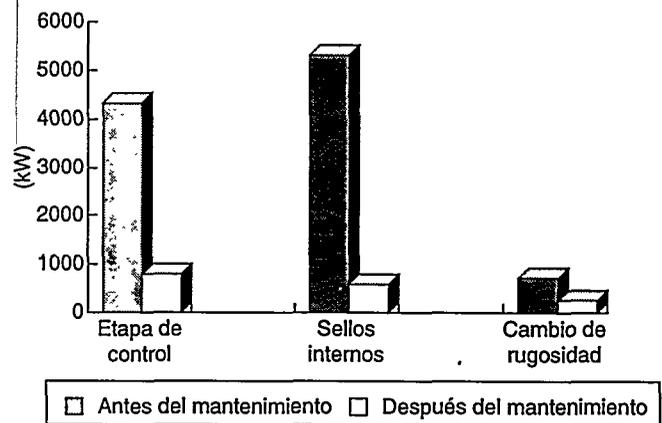
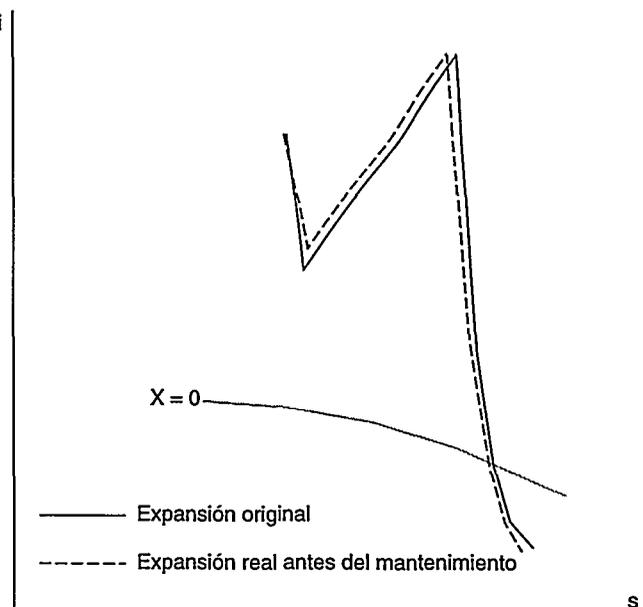


FIGURA 5
Comparación de la expansión del vapor en el diagrama de Mollier.



pérdidas por elementos no reemplazados o por falta de calidad en los trabajos de reparación.

Decremento de eficiencia

La eficiencia antes y después del mantenimiento se resume en el cuadro 1.

Discusión de los resultados

Con la geometría actual de la turbina y los parámetros de operación de diseño, solo se producirían 289 604 kW de potencia eléctrica; es decir, habría una pérdida de 10 396 kW. Para compensar este déficit en la potencia de la turbina se requiere suministrar 6 kg/s (2.5%) más de flujo de vapor. Esto trae como consecuencia un incremento considerable de gastos extras de combustible y un aumento del costo del MWh producido; asimismo, un exceso de vapor implica una mayor carga térmica en el condensado y la sobrecarga de otros equipos del ciclo; de igual manera, un mayor flujo de vapor significa una mayor velocidad del mismo en algunas secciones de la

turbina, lo que provoca un mayor desgaste del canal de flujo y esfuerzos adicionales en los álabes de la turbina.

Análisis de sensibilidad

La variación existente entre la potencia y el deterioro de los elementos se muestra en las figuras 6, 7 y 8, considerando los mismos parámetros de operación a 100% de carga y variando únicamente la geometría de los

CUADRO 1
Recuperación de la eficiencia debido a los trabajos de mantenimiento.

Eficiencia de diseño (%)	Eficiencia antes del mantto. (%)	Eficiencia después del mantto. (%)	Eficiencia recuperada (%)
83.96	80.93	83.39	2.46

FIGURA 7
Variación de la potencia en función del incremento de los claros de los sellos de una turbina de 300 MW.

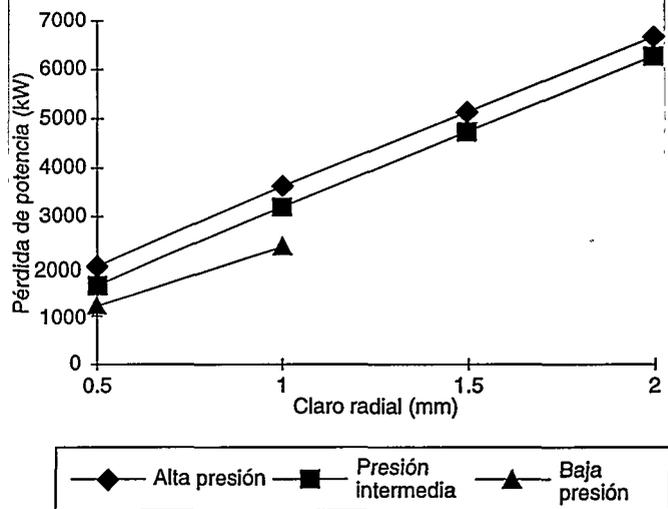


FIGURA 8
Variación de la potencia en función del aumento de la rugosidad de una turbina de 300 MW.

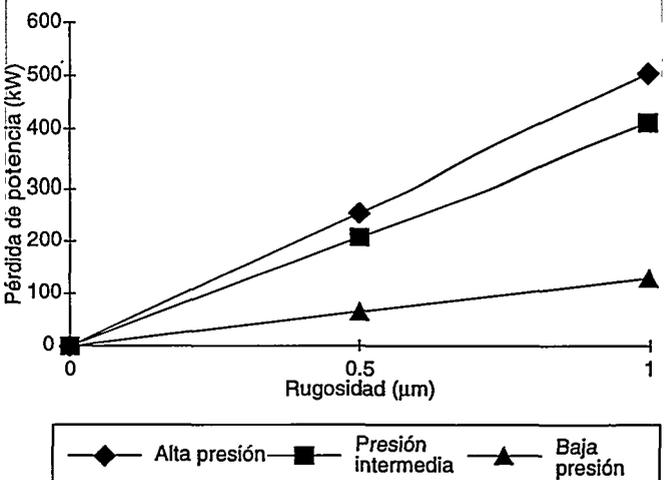
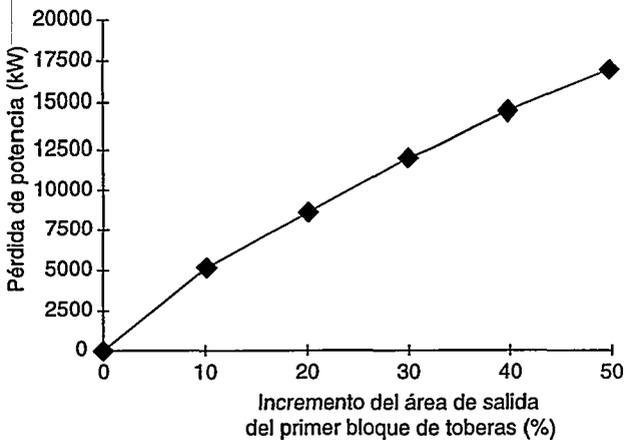


FIGURA 6
Variación de la potencia en función del incremento del área de salida de una turbina de 300 MW.



elementos desgastados. Estas gráficas son exclusivas del caso analizado y varían de acuerdo con los parámetros de operación, capacidad, geometría.

Costo del decremento de la eficiencia

El costo del decremento de la eficiencia puede determinarse en función del combustible utilizado, usando el método de Thumb [Sanders, W., 1986], que ignora muchas de las complejidades del ciclo; es posible obtener un costo adicional por MWh producido con buena aproximación a los datos observados. El incremento del costo por MWh producido está dado entonces por:

$$IC = \frac{CC \cdot D \cdot CTF}{10} \quad [11]$$

y los costos adicionales de combustibles pueden calcularse de:

$$CAC = \frac{POT \cdot FCA \cdot CC \cdot D \cdot CTF \cdot 8760}{10} \quad [12]$$

Considerando un factor de carga anual de 70% y el costo del combustible de \$ 16/GJ, además de un consumo térmico de 8 152 kJ/kWh se tiene que un decremento de eficiencia de 2.78% representa un consumo extra de combustible de \$ 6 670 407/año. En otros términos, el incremento del costo del MWh producido se ha incrementado 3.63 pesos.

Conclusiones

- El método de evaluación de turbinas de vapor, midiendo la geometría de la misma, es una herramienta poderosa para la evaluación de pérdidas de potencia y eficiencia. También proporciona una ayuda valiosa durante los mantenimientos, en la toma de decisiones, cuando se tienen limitaciones de tiempo o recursos y es necesario determinar qué elemento reparar para obtener el máximo beneficio.

- Se han evaluado más de 40 turbinas utilizando este método y se concluyó que las causas principales de la pérdidas en estas turbinas son desgaste de toberas por partículas sólidas, desgaste de sellos, rugosidad y depósitos.

Referencias

Kubiak, J., F. del Ángel, A. Carnero, A. Campos, G. Urquiza, C. Mariño y M. Villegas (1996), *Steam turbine path evaluation during maintenance*, Proceedings: EPRI Fossil Plant Maintenance Conference.

Kubiak, J., F. del Ángel, A. Carnero, A. Campos, G. Urquiza, C. Mariño y M. Villegas (1996), *Advanced method for turbine steam path deterioration & performance analysis*, ASME International Joint Power Generation Conference.

Kubiak, J., G. Urquiza, A. Carnero y S. Gómez (1996), "Método y experiencias en el efecto en pérdidas de eficiencia por el deterioro de las diferentes etapas en turbinas de vapor", *Power-Mexico Oil & Gas '96 Conference*, México.

Mazur, Z., J. Kubiak, y V. Cristalinas (1994), "Reparación de los álabes móviles de baja presión de turbinas de vapor dañados por erosión", *Revista de Soldadura*, vol. 24, núm. 4, octubre, pp. 197-203.

Mazur, Z., V. Cristalinas, J. Kubiak, J. M. Muñoz, y A. Carnero (1991), *Repair of nozzle block and diaphragm vanes of a steam turbine damaged by solid particle erosion*, ASME International Joint Power Generation Conference.

Sanders W. (1986), *Turbine steam path performance*, Turbomachinery Publications.

ALFONSO CAMPOS AMEZCUA



Ingeniero industrial mecánico egresado del Instituto Tecnológico de Morelia. Fue becario de tesis de licenciatura en el IIE (1993-1994). En 1994 se incorpora como investigador al Instituto en la Unidad de Equipos Mecánicos, donde actualmente

funge como jefe de proyecto. Trabaja sobre la línea de investigación de análisis del comportamiento y extensión de vida útil de turbomaquinaria.

JANUSZ KUBIAK SZYSZKA



Maestro en ingeniería mecánica, trabajó en una compañía fabricante de turbina en Polonia de 1964 a 1975 y en el Instituto de Flujos de Maquinaria de la Academia de Ciencias de Polonia. Ha estado activamente relacionado con el desarrollo de

programas de computadora de métodos de análisis del sistema dinámico rotor-chumacera y códigos de elemento finito para el análisis de álabes y rotores de turbinas. A partir de 1981 trabaja en el IIE. Participa en el desarrollo de sistemas de diagnóstico mecánico de turbinas por medio de análisis de eficiencia. Actualmente es gerente de la Unidad de Equipos Mecánicos. Es investigador nacional y miembro de la ASME. Es autor del libro: Turbinas de vapor (parte I) para ingenieros de operación y mantenimiento de plantas. Tiene más de 80 publicaciones nacionales e internacionales.



PROGRAMA DE BECARIOS EN EL IIE



El Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) invita a los recién egresados de licenciaturas y posgrados a participar como becarios, en alguno de los proyectos de investigación tecnológica de nuestro Instituto.

Tipo de becas ofrecidas

Tesis de licenciatura, maestría y doctorado

Para egresados de cualquiera de estos niveles que necesiten elaborar un proyecto de tesis para obtener el grado.

Adiestramiento en investigación tecnológica

Para egresados de licenciaturas con excelencia académica, recién titulados o que se encuentren en el proceso final de titulación, ya sea por tesis o por promedio.

Principales carreras requeridas

Ingenierías (eléctrica, mecánica, electrónica, química, civil, de sistemas y en computación), química, física, matemáticas aplicadas e informática, entre otras.

Beneficios

Oportunidad de iniciar una carrera de especialización en campos del sector y la industria eléctrica. Oportunidad de trabajar en coordinación con los investigadores y técnicos más experimentados del Instituto de Investigaciones Eléctricas. Uso de laboratorios, talleres y equipos del IIE. Uso de información y documentos técnicos actualizados. Colaboración en el análisis y la solución de problemas y retos técnicos actuales del sector y la industria eléctricos. Beca económica. Seguro de gastos médicos mayores.

Requisitos

Ser mexicano. Edad máxima de 27 años para tesis de licenciatura y adiestramiento en investigación tecnológica; de 35 para tesis de maestría, y de 40 para tesis de doctorado. Promedio mínimo de 80/100 o su equivalente en otros sistemas para los programas de tesis y de 90/100 para el programa de adiestramiento en investigación tecnológica. Disponibilidad para desarrollar su estancia en Cuernavaca, Morelos.

Mayores informes

Instituto de Investigaciones Eléctricas, Departamento de Desarrollo Profesional.
Av. Reforma núm. 113, Col. Palmira, CP 62490 Temixco, Morelos, México.
Teléfono (73) 18 38 11, exts. 7161 a 7164, fax (73) 18 26 28.
Correo electrónico: becas@iie.org.mx.
Página en internet: <http://www.iie.org.mx>

Los generadores fotovoltaicos y la red eléctrica

La conversión directa de la luz solar en energía eléctrica mediante celdas fotovoltaicas (FV) se ha desarrollado durante los últimos años como una alternativa para el suministro eléctrico. Su utilidad se está demostrando en varios campos de aplicación, principalmente en sitios remotos a donde es difícil y costoso extender la red eléctrica. Conforme los costos de esta tecnología disminuyen, se abren nuevas alternativas de aplicación. Una de ellas es la interconexión con la red de pequeños sistemas fotovoltaicos instalados en los techos de edificios comerciales y habitacionales con el propósito de generar al menos parte de la energía que consumen.

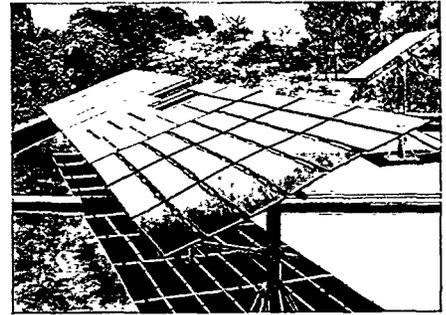
En México, la actual Ley de Servicio Eléctrico permite que los particulares generen electricidad para su propio consumo, por lo que es posible que al bajar los costos de los sistemas fotovoltaicos, un número creciente de familias pretendan recurrir a esta opción. Dado que en general se trata de pequeños sistemas (unos cuantos kilowatts), la ley exime al usuario de la necesidad de permisos para su instalación. En esta circunstancia, las instalaciones pueden darse en respuesta a las fuerzas del mercado, sin la intervención de la autoridad. En sitios donde el servicio eléctrico por red ya existe, la tendencia será que los sistemas fotovoltaicos particulares interactúen con la red.

La interconexión con la red de

generadores dispersos presenta algunas ventajas para la compañía eléctrica, incluyendo la nivelación de carga al reducir la demanda pico, el soporte de voltaje y la disminución de pérdidas por transmisión y distribución. Sin embargo, plantea también algunas cuestiones de carácter técnico y normativo por resolver como la calidad de la energía suministrada a la red, reglamentos de protección y seguridad, el desarrollo de lineamientos de interconexión, aspectos tarifarios y procedimientos de autorización y contratación con la compañía eléctrica, entre otros.

Sistemas fotovoltaicos interconectados con la red

Un sistema fotovoltaico interconectado con la red es aquel que opera en paralelo con ella. Normalmente existe una carga local que puede recibir energía de la red y del sistema FV o de uno solo de ellos, dependiendo de los valores instantáneos de carga y generación fotovoltaica. Una instalación de este tipo también se puede denominar sistema fotovoltaico interactivo con la red o sistema fotovoltaico



Óscar Arteaga, Jaime Agredano y Jorge Huacuz

La conversión directa de la luz solar en energía eléctrica mediante celdas fotovoltaicas (FV) se ha desarrollado durante los últimos años como una alternativa para el suministro eléctrico. Su utilidad se está demostrando en varios campos de aplicación, principalmente en sitios remotos a donde es difícil y costoso extender la red eléctrica.

conectado en paralelo con la red. La figura 1 es el diagrama de bloques de un sistema FV interconectado con la red; las flechas indican el sentido del flujo de energía.

Aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos interconectados

Las aplicaciones actuales de los sistemas FV interconectados con la red eléctrica se pueden agrupar en cuatro áreas: sistemas residenciales, estaciones centrales, estaciones de apoyo a la red y sistemas integrados en edificios.

Sistemas residenciales

En el contexto de la búsqueda de fuentes alternas de energía en

Un sistema fotovoltaico interconectado con la red es aquel que opera en paralelo con ella. Normalmente existe una carga local que puede recibir energía de la red y del sistema FV o de uno solo de ellos, dependiendo de los valores instantáneos de carga y generación fotovoltaica.

capacidad (1-10 kW) instalados en inmuebles residenciales, comerciales o institucionales. La interconexión puede ser monofásica o trifásica y se realiza con el sistema de distribución normalmente en el punto de la acometida eléctrica. La figura 2 muestra la configuración típica de un sistema residencial interconectado con la red.

Las aplicaciones actuales de los sistemas FV interconectados con la red eléctrica se pueden agrupar en cuatro áreas: sistemas residenciales, estaciones centrales, estaciones de apoyo a la red y sistemas integrados en edificios.

países industrializados, se ha estudiado la viabilidad técnica y económica de aplicaciones fotovoltaicas terrestres. En muchos de estos países, el nivel de electrificación es cercano al 100%, por lo que los sistemas autónomos (no conectados a la red) tienen poca aplicación. Por otra parte, la tierra disponible es escasa y costosa. Estos dos factores llevaron al desarrollo del concepto de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica instalados en techos de casas habitación, así como en techos y fachadas de edificios. Este tipo de instalaciones ha tenido gran auge desde finales de la década pasada en Europa y Japón y, en menor escala, en Estados Unidos.

Estaciones centrales

A principios de la década pasada surgió el interés por demostrar la factibilidad técnica de centrales fotovoltaicas con capacidad de varios megawatts (MW). De esta forma se han llevado a cabo cerca de una decena de proyectos de demostración con plantas FV con capacidades entre 1 y 5 MW. [Workshop on modular PV plants for multimegawatt power generation, 1994].

Las centrales fotovoltaicas son operadas por las empresas eléctricas como parte de su sistema de generación. Típicamente se conectan a la red en líneas de distribución de mediano voltaje. Con las mejores eficiencias actuales de conversión, un arreglo fotovoltaico

requiere de aproximadamente 7 000 m² de módulos por cada MWp instalado (módulos con celdas tipo LGBC como los utilizados en la planta de Toledo en España) [Workshop on modular PV plants for multimegawatt power generation, 1994].

El concepto de estación central deriva del esquema de generación convencional que prevalece en el mundo hasta ahora. La generación de potencia base es la meta más ambiciosa de la tecnología fotovoltaica; sin embargo, no se encuentra todavía en el nivel de madurez para tal mercado. Para lograr esta meta, se propone atacar primero aquellos nichos de mercado en donde sus aplicaciones sean económicamente competitivas, con el propósito de reducir costos e incrementar eficiencias. La viabilidad de grandes centrales FV está

condicionada también al desarrollo de tecnologías de almacenamiento eficientes y económicas, dado que la energía fotovoltaica en principio no es despachable, se produce en la medida en que el recurso solar está disponible.

Con todo y ello existen situaciones en las cuales el uso de sistemas fotovoltaicos multimegawatt resulta de interés para las empresas eléctricas, especialmente

Estos sistemas no forman parte del esquema convencional de generación centralizada. Son generadores dispersos de pequeña

FIGURA 1
Sistema fotovoltaico interconectado con la red eléctrica.

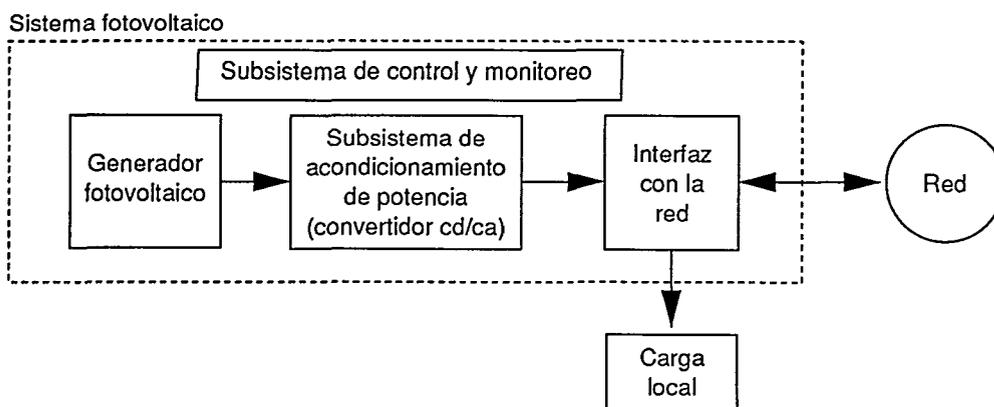
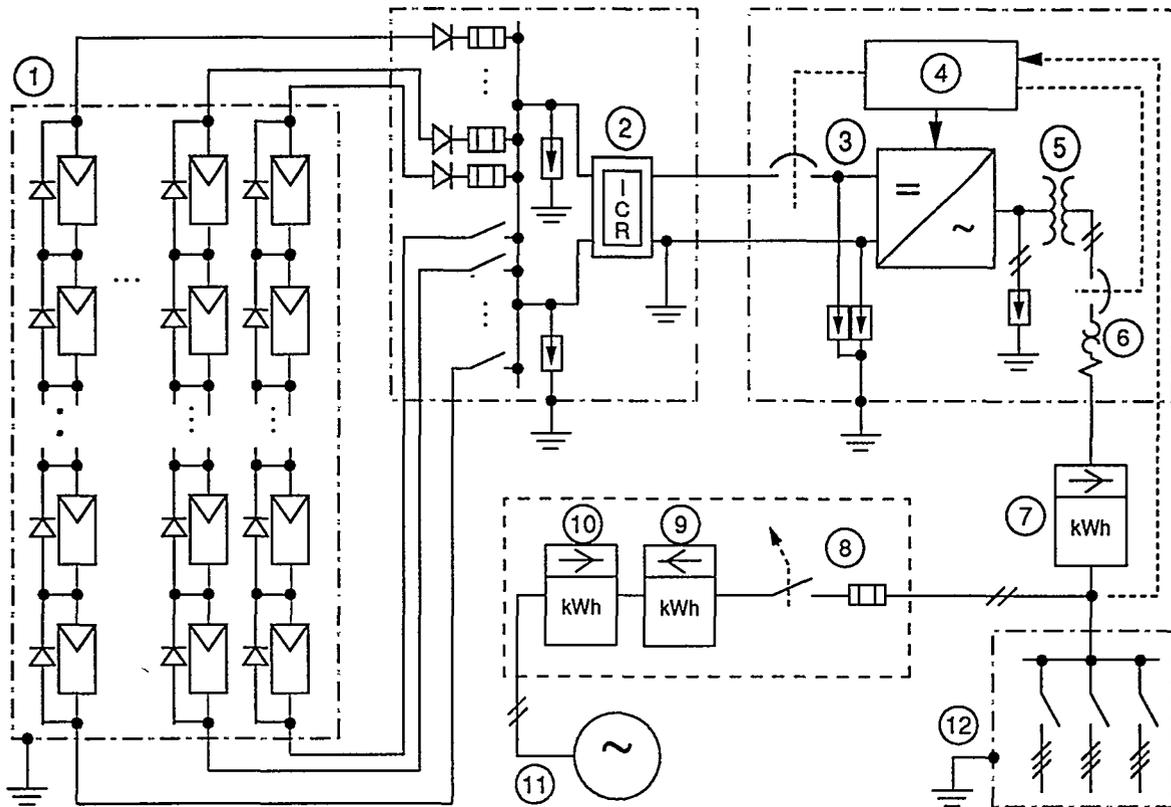


FIGURA 2
Configuración típica de un sistema FV residencial interconectado con la red.



Notas

1. Generador fotovoltaico.
2. Protección contra fallas a tierra del generador FV.
3. Desconexión del generador FV.
4. Unidad de protecciones a la interfaz:
 - ~ Detección de alto y bajo voltaje.
 - ~ Detección de alta y baja frecuencia.
 - ~ Detección de operación en modo aislado.
5. Transformador de aislamiento.
6. Interruptor de desconexión con la red.
7. Medidor de energía producida por el sistema FV.
8. Interruptor de servicio del inmueble.
9. Medidor de energía vendida a la red.
10. Medidor de energía comprada a la red.
11. Acometida eléctrica (CFE o LyFC).
12. Centro de carga del inmueble.

Simbología

	Módulo fotovoltaico.
	Descargador de sobretensión.
	Interruptor de corriente residual (de dos polos).
	Inversor.
	Interruptor termomagnético.
	Red de distribución.
	Medidor de energía.
	Línea de potencia.
	Línea de control.
	Gabinete o estructura metálica.

En Europa existe gran interés por la integración de sistemas fotovoltaicos en edificios y barreras de sonido de carreteras. Estos sistemas se distinguen de los residenciales en que son típicamente de mayor potencia y en que el arreglo fotovoltaico constituye una parte integral de la fachada del inmueble. Hay muchos sistemas de este tipo en operación e instalándose en varios países de Europa, lo mismo que en Japón y Estados Unidos.

en sitios donde la mayor incidencia de radiación solar coincide con los picos de demanda eléctrica. Las ventajas técnicas que estas tecnologías pueden representar, en muchos casos se ven reforzadas con la preferencia de las sociedades por el uso de tecnologías de generación de bajo impacto ambiental, compatibles con el concepto de desarrollo sustentable.

Estaciones de apoyo a la red

En 1990, la empresa Pacific Gas & Electric Co. (PG&E) de California, Estados Unidos, inició un estudio sobre los posibles beneficios de instalar generadores fotovoltaicos estratégicamente localizados en sus líneas de distribución [Shugar, D., 1990]. En él se identificaron importantes beneficios potenciales al respaldar alimentadores que están cerca del límite de su capacidad térmica. Como consecuencia, PG&E instaló una planta de 500 kW que ha proporcionado un satisfactorio alivio térmico a la subestación del poblado de Kerman desde julio de 1993.

Las estaciones de apoyo a la red son probablemente la primera aplicación de sistemas interconectados que alcance la competitividad económica sin

considerar costos externos (emisiones contaminantes) ni incentivos fiscales. Técnicamente son iguales que una estación central. La diferencia estriba en su función y localización específica dentro del sistema de distribución, características que les confieren ventajas estratégicas: posibilidad de posponer inversiones por incremento de capacidad de los sistemas de transmisión y distribución; aumento de la vida útil de las instalaciones existentes (líneas, transformadores, etcétera); soporte de voltaje al alimentador, al disminuir las caídas de tensión por conducción; disminución de pérdidas por transmisión y distribución ya que parte de la energía se produce localmente; posibilidad de uso para compensar la demanda de potencia reactiva del alimentador; aumento de confiabilidad del alimentador al disminuir la probabilidad de no satisfacer la demanda pico.

Un alimentador o una subestación ofrecen condiciones adecuadas para interconectarse con estaciones fotovoltaicas de respaldo cuando presentan las siguientes características: está cerca de su límite de capacidad térmica; se ubica en una localidad donde existe buena disponibilidad del recurso solar; el perfil de la demanda coincide con el patrón de radiación solar, como sucede en alimentadores con muchas cargas de aire acondicionado; el crecimiento de la carga es relativamente lento; existen terrenos aledaños disponibles y apropiados para construir la planta FV.

Integración en edificios

En Europa existe gran interés por la integración de sistemas fotovoltaicos en edificios y barreras de sonido de carreteras. Estos sistemas se

distinguen de los residenciales en que son típicamente de mayor potencia y en que el arreglo fotovoltaico constituye una parte integral de la fachada del inmueble. El concepto ofrece una gran oportunidad de reducción de costos, pues además de evitarse inversiones de terreno y estructuras, los módulos fotovoltaicos substituyen a algunos materiales de construcción. Hay muchos sistemas de este tipo en operación e instalándose en varios países de Europa, lo mismo que en Japón y Estados Unidos.

Programas nacionales

La instalación de sistemas FV interconectados con la red eléctrica ha dejado de ser una actividad puntual y esporádica para convertirse en programas agresivos y de escala creciente, promovidos por las industrias y apoyados por los gobiernos en varios países. A continuación se describen algunos de los principales.

Japón

En 1974, la Agencia para las Ciencias Industriales y el Desarrollo del Japón creó el proyecto *Sunshine*, cuyo objetivo primordial era financiar el desarrollo de tecnologías para la explotación de fuentes alternas de energía. En el contexto del proyecto *Sunshine*, en 1980 se conformó la organización NEDO (New Energy Development and Industrial Technology Organization) que se encarga de establecer los lineamientos de la investigación, así como de contratar y administrar proyectos específicos. Los programas de implementación fotovoltaica en el Japón han estado enfocados prácticamente desde su inicio hacia los sistemas residenciales conectados a la red. El

desarrollo japonés en el área fotovoltaica abarca dispositivos, sistemas y tecnologías de manufactura.

En estudios recientes, NEDO ha establecido que el potencial real de generación eléctrica instalando sistemas FV en 22% de los techos residenciales y las fachadas de edificios multifamiliares en el Japón, asciende a 35.7 GW, que al generar energía con un factor de capacidad del 12% podrían producir 37.6 TWh/año [Kurokawa, K., 1994]. Como consecuencia, el gobierno japonés ha emprendido programas de diseminación de la tecnología mediante dos mecanismos principales: uno, el establecimiento de incentivos económicos como la reducción de impuestos a inversionistas, la aplicación de subsidios del 50 y 66% para particulares e instituciones que deseen instalar sistemas fotovoltaicos y el establecimiento, en 1993, de una tarifa de compra de energía FV por las compañías suministradoras al mismo precio de venta de la electricidad convencional; y dos, la revisión de políticas regulatorias que en 1990 redujo de manera substancial los requisitos legales para la instalación de generadores fotovoltaicos.

Estados Unidos

El programa fotovoltaico de los Estados Unidos [Rannels, J., 1992] tiene dos objetivos fundamentales: promover la tecnología como una alternativa para reducir las emisiones contaminantes y dominar el mercado fotovoltaico mundial, particularmente en países en vías de desarrollo. Dentro de este marco, en marzo de 1992, el Departamento de Energía (DOE) dio a conocer su plan SOLAR 2000. Una de las metas de este plan para el año 2000 es la instalación por compañías

norteamericanas de 8 GW de generadores fotovoltaicos. De acuerdo con el DOE, esta meta es realista, dadas las tendencias del mercado fotovoltaico, cuyo crecimiento anual es del 30%, y la reducción de costos pronosticada. Aun así, 8 GW es un pequeño porcentaje de los 600 GW de crecimiento estimado en el sector eléctrico mundial entre 1990 y el año 2000 [Rannels, J., 1992].

El enfoque tradicional del programa fotovoltaico de los Estados Unidos ha sido en investigación y desarrollo. SOLAR 2000 mantiene esa línea, pero ha integrado nuevos elementos enfocados a derribar barreras gubernamentales, económicas, sociales y comerciales para lograr la diseminación de la tecnología en su territorio y en todo el mundo. En este esquema participan la industria fotovoltaica, el sector eléctrico, los organismos normativos y las agencias federales involucradas. La estrategia del plan está basada en tres elementos principales: desarrollo y validación de la tecnología, acondicionamiento de mercado y promoción de proyectos de riesgo compartido.

Como ejemplo de los proyectos que se están llevando a cabo en ese país sobre sistemas FV interconectados con red se puede mencionar el programa desarrollado por la compañía eléctrica de Nueva Inglaterra en Gardner, Massachussets, con la participación del Electric Power Research Institute (EPRI) [Bzura, J., 1995]. El programa inició en 1985 y consistió en la instalación de 30 sistemas residenciales de 2.2 kWp cada uno y ocho sistemas comerciales de hasta 7.3 kWp por unidad. El objetivo es estudiar el funcionamiento y la confiabilidad de estos sistemas ligados a la red eléctrica y los efectos que puede tener la operación de una alta

concentración de sistemas FV sobre la red de distribución.

Europa

Varios organismos de la Comisión de Comunidades Europeas cuentan con programas de apoyo económico para el desarrollo e implementación de la tecnología fotovoltaica. Resaltan por su importancia los programas JOULE (Joint Opportunities for Unconventional or Long Term Energy Options) y THERMIE (European Technology for Energy Management) cuyos presupuestos anuales en apoyo a los desarrollos fotovoltaicos rebasan los cientos de millones de ecus. Sin embargo, la Comisión Europea no es la única fuente de financiamiento para proyectos fotovoltaicos en esa región. Varios países han establecido programas importantes que operan de forma independiente o en coordinación con JOULE-THERMIE como Alemania, Suiza, Italia, Holanda y Austria.

Un ejemplo es el programa residencial alemán, conocido como 1000-Roofs [Decker, J. *et al.*, 1992; Heilscher, G. *et al.*, 1994]. El programa es auspiciado por el Ministerio Federal de Investigación y Tecnología de Alemania (50%) y los gobiernos estatales (20%); el 30% restante debe cubrirlo el usuario. Su objetivo principal es utilizar las áreas disponibles en techos residenciales para la producción descentralizada de energía a fin de adquirir experiencia técnica e institucional en este tipo de proyectos.

El programa 1000-Roofs inició en 1990 con la meta de instalar 1 500 sistemas residenciales en el rango de 1 a 5 kWp. Tras la unificación Alemana, el programa se extendió a los nuevos estados, sumando un total de 2 250 sistemas con una potencia total de 5.5 MWp.

Consideraciones para la Interconexión

A pesar de los programas y proyectos que se mencionan en la sección anterior, la interconexión con red de sistemas FV es todavía objeto de estudio, ya que hay aspectos no resueltos que surgen de las características particulares tanto de las redes como de los usuarios y del tipo de clima que prevalece donde se realiza el proyecto. Estos aspectos se pueden agrupar en tres rubros: calidad de la energía, protección y seguridad de los sistemas y personas, y normatividad para la interconexión.

Calidad de la energía

La interconexión de sistemas FV con la red eléctrica puede producir distorsión armónica en el voltaje de línea, incremento de la carga reactiva del alimentador, variaciones de voltaje e interferencia electromagnética. Para evitar estos efectos indeseables, la energía inyectada a la red debe cumplir con estándares de calidad bien definidos.

Distorsión armónica. La distorsión del voltaje tiene algunas

consecuencias negativas en los equipos de transmisión y distribución (TyD), así como en los de los usuarios de la red. El inversor de un sistema FV puede introducir armónicos de corriente en la red, que al circular por las impedancias del sistema de TyD producen caídas de voltaje armónicas y, por lo tanto, distorsión en el punto de acoplamiento. La magnitud de la distorsión de voltaje depende de la impedancia del sistema a las frecuencias en cuestión y de la magnitud de las corrientes armónicas. La distorsión de voltaje se agrava cuando se presentan resonancias en paralelo, cuya característica es un incremento pronunciado en la impedancia del alimentador a la frecuencia de resonancia. La figura 3 es el diagrama equivalente de un alimentador con generación fotovoltaica local. El inversor produce corriente fundamental más una serie de corrientes armónicas cuyas frecuencias y magnitudes dependen del esquema de conmutación y del filtro de salida del mismo.

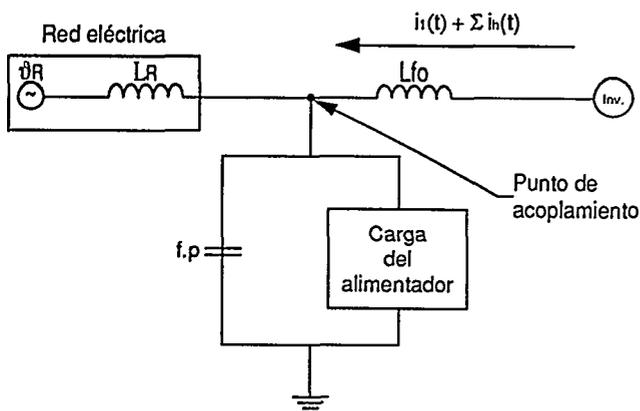
Factor de potencia. La instalación de generadores FV en sistemas domiciliarios puede incrementar la

demanda de potencia reactiva de la vivienda. Este hecho es importante para la compañía eléctrica, ya que ésta normalmente no hace cargos por consumo de potencia reactiva a usuarios residenciales. Resulta así desfavorable para la empresa tener que comprar watts a un usuario mientras le tiene que suministrar vars gratuitamente.

Una solución razonable es que el inversor opere con factor de potencia unitario. Las normas ANSI/IEEE 929 (1988) y CEI 1727 (1995) establecen un factor de potencia inductivo mayor a 0.85 para sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Es recomendable evitar la operación con factor de potencia capacitivo porque pueden provocarse sobretensiones en la línea. El factor de potencia puede ajustarse con precisión en inversores autoconmutados. En inversores conmutados por línea, el ajuste se realiza por medio de bancos de capacitores con incrementos discretos.

Fluctuación de voltaje. La naturaleza variable del recurso solar produce variaciones en la potencia generada por los sistemas fotovoltaicos. Un porcentaje elevado de generación fotovoltaica en un alimentador puede producir variaciones instantáneas de carga que a su vez pueden provocar fluctuaciones de voltaje. En estudios realizados como parte del proyecto residencial en Gardner Massachusetts [Photovoltaic generation effects on distribution feeders, 1991] se concluye que los sistemas convencionales de regulación pueden controlar el voltaje dentro de los límites admisibles con niveles de penetración hasta del 30%. El efecto de los generadores FV dispersos en la regulación de voltaje de un alimentador depende de la impedancia del alimentador y del

FIGURA 3
Diagrama equivalente de un alimentador con generación fotovoltaica local.



perfil de la carga. La determinación de la necesidad de modificar el sistema de regulación se debe evaluar para cada caso particular.

Otra cuestión importante es la frecuencia de operación de los cambiadores de taps. Al incrementarse ésta, aumentan los costos de mantenimiento y se reduce su vida útil. Es poco probable que tal frecuencia se incremente sensiblemente, porque para ello se requieren condiciones climatológicas poco frecuentes y altos niveles de penetración [Stevens, J., 1988].

Interferencia electromagnética (IEM). Las formas de onda producidas por inversores para sistemas FV contienen energía en frecuencias armónicas que se encuentran dentro de la región de radio frecuencia. Por esta razón, los convertidores electrónicos son fuentes de IEM conducida y radiada. La IEM afecta principalmente a señales de radio, televisión y de telecomunicaciones en general. También puede afectar a los equipos que la producen, haciéndolos susceptibles a errores de control y por ende menos confiables.

Para reducir la IEM producida por un inversor se propone el uso de *snubbers* que son circuitos diseñados para reducir los valores de di/dt y dv/dt del circuito de potencia. Con ello se elimina gran parte de los armónicos en la región de radio frecuencia. Otras medidas propuestas son reducir los campos magnéticos parásitos y las capacitancias parásitas en el circuito. El empleo de estas medidas disminuye los requerimientos de los filtros para cumplir con las normas de IEM conducida a través de la red, pues el uso de filtros aumenta el precio del inversor y reduce su eficiencia.

Protección y seguridad

Los aspectos de seguridad relacionados con la interconexión de sistemas FV con la red eléctrica tienen una importancia doble, ya que por un lado concierne a los equipos FV y los usuarios y, por el otro, a la red y sus operadores.

Formación de islas. La figura 4 es el diagrama equivalente de un alimentador con un número de generadores FV distribuidos conectados a él. Si la carga del alimentador es cercana a la potencia entregada por los GFVD en watts y vars en el momento de la apertura del interruptor en la subestación, la corriente proveniente de la red es nula, dando como resultado que el voltaje y la frecuencia en la "isla" se mantengan dentro de los límites normales de operación por un tiempo de varios segundos.

Si existe desbalance entre la potencia real y reactiva demandada y generada en el alimentador mayor que $\pm 20\%$ en el momento de la desconexión, se producirán fluctuaciones de voltaje y frecuencia fácilmente detectables [Ishida *et al.*, 1994]. Por esta razón, las protecciones contra desviación de voltaje y frecuencia se consideran protecciones convencionales contra operación en modo aislado.

La condición de operación en modo aislado representa riesgos al personal de la empresa eléctrica, porque pueden entrar en contacto con líneas de distribución energizadas cuando se supone que no lo están. También implica riesgo de daños a los equipos de la red y de los sistemas FV en caso de una reconexión automática con una "isla" fuera de sincronía.

La probabilidad de que se presenten las condiciones necesarias para que se produzca una "isla" al momento de

desconectar un alimentador es muy pequeña, aun en alimentadores con alto porcentaje de generación fotovoltaica [Kobayashi, H. *et al.*, 1994]. De cualquier manera, es recomendable proveer al sistema con un método de detección de la pérdida de red, además de las protecciones contra desviación de voltaje y frecuencia.

Los métodos de protección contra operación en modo aislado se clasifican en pasivos y activos. Los primeros detectan cambios sutiles en la red que acusan la desconexión del alimentador. Los segundos introducen algún tipo de perturbación que es amplificada en el momento de la pérdida de red, permitiendo con ello una fácil detección por el control [Ozaki, Y., 1993; Kurokawa, K., 1994]

Protecciones para la interfaz. Las funciones de detección y eliminación de fallas que se recomiendan para la interfaz con la red son la desconexión por alto y bajo voltaje; la desconexión por desviación de frecuencia; los supresores de picos de voltaje; la protección contra cortocircuito del lado del sistema FV; la protección contra sobrecarga del inversor, y la protección contra operación en modo aislado.

Las protecciones para la interfaz deben ser capaces de discernir entre fallas en el sistema de distribución y eventos normales como picos de voltaje transitorios, iguales a lo que ocurren por la operación de interruptores de potencia, y caídas de tensión momentáneas como las que suceden al arrancar motores grandes. Otra condición importante es que las protecciones del sistema FV no interfieran con la operación de las protecciones de la red y que las corrientes inyectadas en la red por generadores distribuidos no corrompan la lógica de operación de

los sistemas de protección de la red [Ozaki, Y., 1993].

Seguridad de las personas. La seguridad de los ocupantes de un inmueble que cuenta con un generador fotovoltaico es esencial. En general, los usuarios del inmueble estarán poco familiarizados con cuestiones de seguridad eléctrica. Por otra parte, resulta favorable instalar el generador FV en el tejado o azotea del edificio por razones de espacio y captación de la radiación solar. Como sabemos, las azoteas en nuestro país son lugar de usos múltiples, lo que incrementa los riesgos de accidentes y, por ende, la necesidad de desarrollar lineamientos de seguridad para este tipo de instalaciones. En este sentido, no es conveniente apearse a códigos eléctricos elaborados en otros países, puesto que en ellos no se consideran las características particulares del sistema eléctrico mexicano y las condiciones de instalación y operación que se prevén en nuestro país.

Normatividad

La semana del 2 al 6 de diciembre de 1996 se celebró en el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) de México, la reunión anual del Comité Técnico 82 sobre Sistemas Fotovoltaicos de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI), máximo organismo mundial para la elaboración de normas técnicas sobre sistemas eléctricos. Uno de los principales temas de análisis en la reunión fue el relativo al de la normatividad de sistemas FV interconectados con la red.

Dado que la industria fotovoltaica es nueva, la experiencia existente en la instalación y operación de sistemas FV interconectados a la red es todavía limitada. Esto hace que la necesidad de escribir normas

para prueba de componentes y procedimientos para la aceptación y mantenimiento de los sistemas sea grande, según concluyó uno de los grupos de trabajo de la reunión.

Existe una gran cantidad de normas específicas aplicables a los elementos de los sistemas FV, pero poco se ha hecho respecto al sistema total. En México, la Dirección General de Normas de la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial publicó en 1994, la norma para la Instalación de Sistemas Fotovoltaicos [Código Eléctrico Mexicano, 1994], que en esencia es una traducción del *National Electrical Code* (NEC) de los Estados Unidos, con las mismas limitaciones que éste presenta en cuanto a la interconexión de sistemas FV con la red.

En el ámbito internacional, el trabajo de elaboración de normas para sistemas continúa con actividades paralelas en varios organismos como el Acuerdo de Implementación Conjunto de Sistemas Fotovoltaicos de la Agencia Internacional de Energía, el IEEE en los Estados Unidos y la CEI. El propósito es llegar a un consenso sobre la mejor manera de interconectar estos sistemas con la red que redunde en la máxima calidad del servicio y la mayor seguridad para los individuos y las instalaciones.

Temas de Investigación

El campo de los sistemas FV interconectados con la red eléctrica ofrece un número importante de oportunidades para proyectos de investigación tanto en lo relativo a los problemas puramente técnicos de los propios sistemas FV como en lo concerniente a los efectos sobre la red eléctrica de la interconexión de un número creciente de sistemas de este tipo. También existen temas

de interés para investigación sobre sus impactos económicos y ambientales. Por ejemplo, la decisión de diez mil usuarios en una zona metropolitana de instalar en sus casas sistemas FV de 1 o 2 kW de capacidad, en un sitio donde el pico de la radiación coincide con el pico de la demanda, podría significar el ahorro de una planta de 10 a 20 MW y evitar la quema de combustibles y las correspondientes emisiones de gases nocivos al ambiente.

Según el panel de expertos de la CEI reunidos en el IIE en diciembre de 1996, algunos de los temas importantes de investigación sobre sistemas FV interconectados con la red eléctrica son los siguientes: estudios probabilísticos sobre la ocurrencia del fenómeno de formación de "islas" en función del grado de penetración de sistemas FV en un alimentador, su configuración y el tipo de cargas; análisis sobre la necesidad de protecciones redundantes para un sistema específico o para determinadas condiciones de la red de distribución; desarrollo de esquemas confiables y económicamente competitivos para la detección del fenómeno de formación de "islas", y procedimientos para verificar los circuitos.

Ciertamente, la ejecución de proyectos prácticos revelará otras necesidades particulares de investigación, dado que muchos de los fenómenos que ocurren en estos sistemas dependen de las condiciones climáticas del sitio, la naturaleza de las cargas y las características de la red eléctrica.

Conclusión

El costo de un sistema FV depende en gran medida del precio de las celdas fotovoltaicas, el cual ha venido disminuyendo en forma importante en los últimos años. Se

espera que para la primera década del próximo siglo se consoliden en el mercado tecnologías FV de menor costo que faciliten su introducción comercial masiva.

La Ley Mexicana de Servicio Eléctrico establece el marco jurídico para que los individuos y las personas morales puedan instalar sus propios generadores eléctricos y producir electricidad para su consumo particular. A la vez, establece el derecho de los autogeneradores de interconectarse con la red eléctrica nacional. Así, conforme el costo de los sistemas FV disminuya, la probabilidad de instalación de este tipo de sistemas interconectados con la red irá en aumento. La probable instalación de un número creciente de estos sistemas apunta la necesidad de establecer un marco regulatorio y técnico normativo que facilite la introducción ordenada de tales tecnologías, garantizando la seguridad de los sistemas y de los individuos que interactúan con ellos, la calidad del servicio eléctrico proporcionado y la estabilidad de la red eléctrica.

El desarrollo de este marco normativo técnico no es un asunto sencillo. A ello se abocan un número importante de organismos e instituciones en el mundo, esfuerzos en los que también participa el IIE con los estudios en su planta FV de 2.5 kW, que opera en forma ligada a la red desde 1993 [Agredano, J. et al., 1994].

Muchos temas requieren ser investigados antes de que este esquema de generación distribuida pueda establecerse como una alternativa probada y confiable de suministro eléctrico. Algunos han sido enumerados en este artículo; otros más habrán de surgir conforme se den las primeras instalaciones comerciales de este tipo en México.

Referencias

Agredano, J., J. Huacuz et al., *Planta fotovoltaica de 2.5 kW interconectada a la red eléctrica del IIE*, XVIII Reunión Nacional de Energía Solar, octubre de 1994.

Arteaga, O., *Generadores fotovoltaicos conectados a la red eléctrica*, Instituto de Investigaciones Eléctricas, documento interno IIE/O1/14/10116/I001/F, julio de 1996.

Bzura, J., "Photovoltaic research and demonstration activities at New England electric", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 10, núm. 1, marzo de 1995, pp. 169-174.

"Código Eléctrico Mexicano" publicado en el *Diario Oficial de la Federación* el 10 de octubre de 1994.

Decker, Jahn y Vaaben Rindelhardt, *The German 1000-roof-photovoltaic-programme. System design and energy balance*, 11th European PVSEC, Montreaux, Suiza, 1992, pp. 1497-1500.

Ishida et al., *Anti-islanding protection using a twin-peak band-pass filter in interconnected PV systems*, IEEE 1st World Conference on PV Energy Conversion, Hawaii, 1994, pp. 1077-1080.

Kobayashi, H. y K. Takigawa, *Statistical evaluation of optimum anti-islanding preventing method for utility interactive small scale dispersed PV systems*, IEEE 1st World Conference on PV Energy Conversion, Hawaii, 1994, pp. 1085-1088.

Kurokawa, K., *Japanese activities for introducing residential PV systems as a national energy supply*, First World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Hawaii, 1994, pp. 48-51.

Memoria del taller *Workshop on modular PV plants for multimegawatt power generation*, International Energy Agency, Implementing Agreement on Photovoltaic Power Systems, julio de 1994.

Mohan, Underland y Robbins, *Power electronics converters, applications and design*, John Wiley & Sons Inc., 1989.

Ozaki, Y., *Utility interconnection technology for residential photovoltaic power generation systems*, reporte técnico IERE R-9224, 1993.

Palz, W., *European strategies in photovoltaics*, IEEE 1st World Conference on PV Energy Conversion, Hawaii, 1994, pp. 9-11.

Photovoltaic generation effects on distribution feeders, vol. 1, reporte técnico EPRI EL-6754, New England Power Service Co., 1991.

Rannels, J., *The US Department of energy photovoltaics program*, 11th European PVSEC, Montreaux, Suiza, 1992, pp. 1705-1708.

Shugar, D., *Photovoltaics in the utility distribution system: the evaluation of system and distributed benefits*, 21st IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 1990, pp. 836-843.

"Static power converters of 500 kW or less serving as the relay interface package for non conventional generators", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 9, núm. 3, julio de 1994.

Stevens, J., *The interconnection issues of utility-intertied photovoltaic systems*, Sandia National Laboratories, reporte técnico SAND87-3146, 1988.

ÓSCAR E. ARTEAGA NOVOA



Ingeniero electromecánico por el Instituto Tecnológico de Toluca (1987) y maestro en ingeniería eléctrica por la Universidad de Nueva Gales del Sur en Sydney, Australia (1995). Ha laborado dentro de la industria privada en las áreas de proyectos e ingeniería de planta y participado como profesor de cátedra en la División de Ingeniería y Ciencias del Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey (ITESM), campus Toluca. Desde enero de 1996 trabaja como investigador en la Unidad de Energías No Convencionales, en el área de sistemas fotovoltaicos interconectados con la red eléctrica.

JAIME AGREDANO DÍAZ

Ingeniero mecánico electricista por la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). Desde 1984 trabaja en la Unidad de Energías No Convencionales en el área de energía solar. Tuvo una estancia en el National Renewable Energy Laboratory (NREL) en los Estados Unidos como visitante profesional. Ha impartido varios cursos en México y Latinoamérica sobre



electrificación rural mediante sistemas fotovoltaicos. Actualmente es jefe del proyecto relativo a sistemas híbridos solar-eólico para la generación eléctrica. Es miembro de la Asociación Nacional de Energía Solar (ANES).

JORGE M. HUACUZ VILLAMAR



Ingeniero químico egresado de la Facultad de Química de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). Obtuvo sus grados de maestría y doctorado en ingeniería física en la Universidad de California, San Diego. En 1980 se incorporó como investigador a la Unidad de Energías No Convencionales, donde actualmente es el gerente. Fue coordinador del área de energía solar; también originó y dirigió varios de los proyectos de electrificación rural con fuentes renovables de energía realizados bajo contrato con la Unidad de Electrificación de la Subdirección de Distribución de la CFE. También se desempeñó como asesor de esa Subdirección en asuntos de fuentes renovables de energía. Es investigador nacional por el SNI desde 1986 y coordinador internacional de la Red Iberoamericana de Electrificación Rural con Energía Renovable (RIER).

Bolsa de trabajo

53850

Ingeniero en electromecánica, 26 años, soltero, egresado del Instituto Tecnológico de Zacatepec (1989-1994).

Tema de tesis: "Voltajes inducidos en la flecha de generadores de alta tensión".

54381

Maestro en metalúrgica, 29 años, soltero, egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México (1994-1996).

Tema de tesis: "Estudios de corrosión localizada en el incoel 601 en medios acuosos que contienen cloruros y tiosulfatos".

54126

Maestra en ciencias computacionales, 27 años, soltera, egresada del Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico (1983-1997).

Tema de tesis: "Modelo de interpretación de expresiones coáficas y de lenguaje natural para una interfaz inteligente".

53668

Licenciado en informática, 25 años, soltero, egresado del Centro de Estudios Universitarios Fray Luca Paccioli (1990-1995).

Tema de tesis: "Sistema para calcular inventarios nacionales de gases efecto invernadero (geis) por consumo de energía".

54192

Ingeniera química, 23 años, soltera, egresada de la Universidad Autónoma del Estado de Morelos (1991-1996).

Tema de tesis: "Evaluación técnica del arranque y operación

del Laboratorio Termodinámico de Baja Entalpía".

54363

Ingeniero industrial en eléctrica, 24 años, soltero, egresado del Instituto Tecnológico de Veracruz (1991-1995).

Tema de tesis: "Generación de un prototipo de un sistema de adquisición de datos en tiempo real basado en una arquitectura de bus de campo".

54418

Ingeniero en sistemas computacionales, 24 años, soltero, egresado del Instituto Tecnológico de Querétaro (1991-1996).

Tema de tesis: "Sistema experto de diagnóstico basado en redes temporales para el control del nivel del domo de un generador de vapor".

54393

Maestro en ciencias (ingeniería mecánica), 24 años, egresado del Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico.

Tema de tesis: "Implementación de una técnica para medir conductividad térmica de líquidos".

54193

Licenciado en informática, 28 años, soltero, egresado del Centro de Estudios Universitarios Fray Luca Paccioli (1990-1995).

Tema de tesis: "Sistema de información para proporcionar y administrar asistencia técnica remota".

Mayores informes:

Instituto de Investigaciones Eléctricas, Departamento de Desarrollo Profesional.
Teléfono (73) 18 38 11, extensiones 7020 y 7164.

Simuladores para entrenamiento en la operación de centrales basados en multimedia, tutores inteligentes y realidad virtual



Miguel Rossano, Antonio Tavira, Guillermo Romero y María de los Angeles Buenabad

El entrenamiento es fundamental para la correcta operación de las centrales termoeléctricas. Con el avance de la tecnología se ha encontrado en multimedia, en los tutores inteligentes y en la realidad virtual la posibilidad de realizar simuladores que mejorarán el impacto y la calidad del entrenamiento, utilizando estímulos de tipo visual, auditivo e interactivo.

El rápido avance de la tecnología ha derivado en la necesidad de encontrar la manera de mejorar la calidad de aprendizaje que tenga que ver con un mayor conocimiento de los equipos de las centrales generadoras de electricidad, así como con su operación; también se pretende estandarizar el contenido de los cursos y que su costo se diluya en el largo plazo. Con base en las tecnologías de vanguardia se ha encontrado que con un sistema interactivo de capacitación se enriquece y se mejora el nivel de aprendizaje, ya que pueden incorporarse estímulos de tipo visual, dinámico, auditivo e interactivo.

Estudios recientes [Cranfield, 1993] muestran que un sistema de instrucción por computadora (CBT, Computer Based Training) tiene mayores ventajas sobre un sistema tradicional, pues es "amigable", portátil y de fácil uso en áreas de entrenamiento o lugares de trabajo.

Los beneficios que se pueden obtener con este tipo de herramientas de capacitación en el funcionamiento y operación de un determinado sistema son:

- Mejor conocimiento del sistema y de los procesos que lo conforman.
- Comprensión de los principales fenómenos que intervienen en los diferentes procesos del sistema.
- Mayor familiarización con cada uno de los componentes del sistema, tanto en la función que cumple cada uno de ellos como en sus principios y procedimientos de operación.
- Menor número de fallas debidas a la mala operación del equipo al contar con personal capacitado.

Dadas sus características, los sistemas de instrucción por computadora basados en simulación se usarán ampliamente como base para la capacitación y la instrucción en el sector eléctrico, la industria metalúrgica, la azucarera y cualquier otra en la que se requiera un alto nivel de preparación.

Simulación

En la actualidad, el desarrollo de interfaces gráficas y herramientas de apoyo ha producido un nuevo

Con el avance de la tecnología se ha encontrado en multimedia, en los tutores inteligentes y en la realidad virtual la posibilidad de realizar simuladores que mejorarán el impacto y la calidad del entrenamiento, utilizando estímulos de tipo visual, auditivo e interactivo.

ambiente de simulación superior que ha reducido el tiempo de desarrollo de programas. Por ejemplo, se puede construir una biblioteca de modelos de equipos representados gráficamente por medio de íconos, con sus puertos de interconexión. Los íconos se colocan en la pantalla y se conectan para integrar subsistemas. El usuario especifica sus parámetros y se fijan las condiciones iniciales, todo esto en un ambiente sencillo y amigable. Hoy día ya existe *software* comercial para simular sistemas dinámicos, incluyendo modelos lineales, no lineales, continuos, discretos e híbridos [Simulink, 1992; VisSim, 1994; Easy 5x, 1996; LabWindows/CVI, 1996], los modelos pueden construirse de bloques de una biblioteca interna o pueden importarse de programas

Multimedia consiste en utilizar diferentes medios como son textos, voz, imágenes, animación y video sincronizados, con el propósito de presentar la información en una forma activa, atractiva e interactiva.

escritos en Pascal, C y Fortran. Los diagramas de bloque permiten realizar simulaciones desplegando los resultados en línea. Los modelos pueden estar en línea y encontrar su solución de estado estable. Los menús permiten automatizar muchas tareas y se tienen construidas numerosas funciones lineales y no lineales listas para usarse. En el cuadro 1 se presenta un resumen de ambientes de desarrollo de simulación donde se comparan las características de VisSim, LabWindows/CVI, Simulink y Easy 5x; los tres primeros son de uso general y cuentan con herramientas de análisis, se espera que dominen el mercado abierto de desarrollo de simulación dentro de una plataforma de Windows 95/NT, y el cuarto es un ejemplo de los ambientes de simulación desarrollados por grandes compañías como Boeing Co. para su uso propio. Dentro de este último segmento es importante mencionar al Real-time Object-Oriented Software Environment (ROSE) de CAE Electronics Ltd., donde el sistema se representa por medio de dibujos esquemáticos en los que a cada elemento se le aplica el concepto y la programación orientada a objetos [Vélez, 1994], y al Modular Modeling System (MMS) de Framatome Technologies (FT) bajo el concepto de módulos que se ensamblan en un editor gráfico bajo un ambiente integral de simulación [Framatome, 1995], ambos orientados a la construcción de simuladores para entrenamiento de

operadores de plantas termoeléctricas y otros procesos industriales. A futuro se espera que todos estos ambientes converjan dentro del concepto de programación orientada a objetos y que los desarrollos sean fácilmente transportables entre ambientes y sistemas operativos diferentes.

Multimedia

Esta área reciente de la tecnología *software* y *hardware* consiste en utilizar diferentes medios como son textos, voz, imágenes, animación y video sincronizados, con el propósito de presentar la información de una manera activa, atractiva e interactiva. Actualmente esta herramienta se utiliza para la generación de juegos, tutoriales, kioscos y aplicaciones CBT. En lo que ha transcurrido de la década de los noventa, el desarrollo del *software* y del *hardware* ha permitido que las herramientas multimedia se incorporen extensamente y que se encuentren disponibles y a bajo precio en computadoras personales y estaciones de trabajo. Para el desarrollo e integración de material con herramientas multimedia se necesitan ambientes de autoría que permitan incorporar texto, hipertexto, voz, imágenes, animación y video sincronizados. Los ambientes que dominan la autoría multimedia se presentan en el cuadro 2 en forma comparativa, observándose que dos productos de Macromedia dominan el mercado: Authorware y Director. Sus puntos fuertes son una curva de aprendizaje rápida, un ambiente gráfico de desarrollo sencillo y una gran facilidad para la importación de texto, sonido y video de diferentes formatos; sus puntos débiles son la interacción con bases de datos, dado que reducen cada registro

La realidad virtual nos permite adentrarnos en un mundo paralelo virtual, donde el usuario puede interactuar directamente y de manera inmersa en un ambiente sintético, similar del mundo real.

llamado a una simple cadena de texto y su navegación se entorpece al manejar un gran número de íconos. Aunque no se presentan en el cuadro 1, no hay que perder de vista los siguiente productos:

Everest Authoring System 1.5, ImageQ 2.31, MediaVerse 1.5, Quest 5.1 y Oracle Media Objects 1.05, con características muy cercanas a los productos que dominan el mercado; en [Von Schweber, 1996] se hace una comparación amplia de ellos y se les compara contra los mostrados en el cuadro 2. Es importante mencionar que el Oracle Media Objects 1.05 de Oracle Co., no presenta los puntos débiles de los ambientes que ahora dominan el mercado; ya que su diseño original está basado en el manejo, el uso y el despliegue de la información contenida en bases de datos, es de esperarse que ingrese al grupo de los ambientes que dominan el mercado.

Este tipo de ambientes están evolucionando para incluir animación, imagen y video en tres dimensiones y para permitir el desarrollo de guiones de escenarios de realidad virtual y simulación en ambientes virtuales, aunque todavía no hay una herramienta que domine el mercado. Este mercado de multimedia ha sido impactado con el explosivo desarrollo alrededor de Internet [Muller, 1996]; se esperan nuevas herramientas que con base en el lenguaje Java de Sun Microsystems permitirán incorporar a la red los CBT con simulación [WebXpresso, 1996].

CUADRO 1

Cuadro comparativo de ambientes de desarrollo de simulación.

Aspecto	VisSim	LabWindows/CVI	Easy 5x	MathLAB-Simulink
Plataforma.	Windows en PC o Unix en estación de trabajo.	Windows en PC o Unix en estación de trabajo.	Unix en estación de trabajo.	Windows en PC o Unix en estación de trabajo.
Facilidad de uso.	Sencillo	Medio.	Medio.	Medio.
Programación.	Gráfica y/o Fortran, C, Pascal a través de DLL.	Gráfica y C (tiene su propio compilador de C) o C++ a través de DLL.	Gráfica y/o Fortran. Tiene su propio compilador Fortran.	Gráfica y/o lenguaje interpretado propio, Fortran y C a través de DLL.
Método de unión entre los bloques que forman el sistema.	Gráfico por medio del <i>ratón</i> .	Programado en C.	Gráfico por medio del <i>ratón</i> .	Gráfico por medio del <i>ratón</i> .
Métodos de integración.	Implícitos y explícitos. De paso fijo y variable. Hay <i>toolbox</i> para valores característicos.	No tiene.	Implícitos y explícitos. De paso fijo y variable. Incluye cálculo de valores característicos.	Implícitos y explícitos. De paso fijo y variable. Hay <i>toolbox</i> para valores característicos.
Solución de ecuaciones algebraicas no lineales.	Sí.	No.	No.	Sí.
Posee medio ambiente de simulación.	Sí.	No.	Sí.	Sí.
Incluye reloj de tiempo real.	Sí.	Sí.	No.	Sí, con bibliotecas adicionales.
Objetivos principales de las bibliotecas de funciones disponibles.	Simulación dinámica no lineal.	Integración de interfaces para sistemas con instrumentación virtual.	Simulación dinámica no lineal y análisis numérico.	Simulación dinámica no lineal y análisis numérico.
Despliegue de información.	Gráficas de tendencia, X-Y, e indicadores digitales.	Gráficas de tendencia, X-Y, cartesiano con base en píxeles (<i>canvas</i>), indicadores digitales, e instrumentación virtual.	Gráficas de tendencia, X-Y, e indicadores digitales.	Gráficas de tendencia, X-Y, e indicadores digitales.
Capacidad para adecuarse a las necesidades del usuario final.	Limitada.	Amplia.	Escasa.	Limitada.
Se pueden generar ejecutables independientes que no requieran del paquete original.	No.	Sí.	No.	Sí, con bibliotecas adicionales.
Costo en dólares americanos de la configuración básica.	1 800 para PC, versión 2.0.	2 195 para PC, 3 295 para estación de trabajo.	9 000 para estación de trabajo.	4 600 para PC.

Tutores Inteligentes

Los Sistemas Tutoriales Inteligentes (STI) están teniendo un gran auge en el desarrollo de sistemas de entrenamiento basados en

computadora CBT. Un STI es un programa de computadora que instruye, de una manera "inteligente", a un alumno o educando y su filosofía consiste en definir, por algún medio o algoritmo,

estrategias de enseñanza en función de las características o capacidades del alumno y de su avance en el entrenamiento. Hasta el momento no existe una definición clara y concisa de lo que pueda

CUADRO 2**Cuadro comparativo de ambiente de autoría multimedia.**

<i>Plataformas</i>	<i>Authoware 3</i>	<i>IconAuthor 7.0</i>	<i>Multimedia Macromedia Director 4.04</i>	<i>ToolBook 4.0 CBT edition</i>
<i>Precio en dólares americanos (precio de lista)</i>	\$ 4 995.00	\$ 4 995.00	\$1 195.00	1996: \$ 495.00
Características generales				
Acepta DLL.	Sí	Sí	Sí	Sí
Envía y recibe DDE.	No	Sí	No	Sí
Soporte OLE 2.0 cliente/servidor.	Sí, sí	Sí, sí	No, no	No, no
Interfaz de desarrollador				
Diagramas de flujo mediante íconos.	Sí	Sí	No	No
Realizador de bosquejos.	No	No	Sí	Sí
Basado en texto.	No aparece	No aparece	No	Sí
Diagramas de flujo anidados.	Sí	Sí	No	No
Apertura múltiple de documentos.	No	Sí	No	No
El usuario fija los privilegios de seguridad.	No	Sí	Sí	Sí
Asistentes de ayuda.	No	No	No	Sí
Programación				
Lenguaje de programación.	No	No	Sí	Sí
Orientados a objetos.	No	Sí	No	Sí
Basados en parámetros.	No	Sí	Sí	Sí
De procedimiento (guiones).	No	No	Sí	Sí
Plantilla.	Sí	Sí	No	Sí
Navegación				
Navegación hacia adelante/hacia atrás.	Sí	No	Sí	Sí
Comandos GOTO.	Sí	No	Sí	Sí
Salto hacia el comienzo o hacia el final.	Sí	No	Sí	Sí
Archivos de información				
Soporte ODBC.	Sí	Sí	No	Sí
Gráficos				
Basada en ruta.	Sí	Sí	Sí	Sí
Secuencia.	No	No	Sí	Sí
Animación de celdas sencillas.	No	No	Sí	Sí
Líneas de tiempo.	No	No	Sí	Sí
<i>Tweening.</i>	No	No	Sí	Sí
Texto				
Añade sombras proyectadas.	No	No	Sí	Sí

significar "enseñar inteligentemente". Sin embargo, una característica compartida por la mayoría de los STI desarrollados [VanLehn, 1988], es que éstos infieren un modelo del estado o nivel de conocimiento del alumno en cierto dominio y utilizan este modelo individualizado (personalizado) para adaptar la instrucción a las necesidades del alumno.

La evolución de la instrucción asistida por computadora, CAI (por sus siglas en inglés, Computer Assisted Instruction) comenzó a finales de los cincuenta, cuando las computadoras de la segunda generación comenzaron a utilizarse en las grandes universidades teniendo como aplicaciones las áreas administrativas. El proyecto PLATO en la Universidad de Illinois, Estados Unidos, comenzó en 1960 con la meta de desarrollar un sistema CAI de grandes proporciones, para su utilización en varias disciplinas. Poco tiempo después, el consorcio IBM introdujo CourseWriter, un lenguaje de procedimientos para elaborar tutores de cursos para usarse en grandes computadoras IBM. En ese mismo período hubo otros esfuerzos en investigación enfocados a los sistemas CAI en las universidades de Stanford y la Estatal de Pennsylvania.

Con el advenimiento de las computadoras de la tercera generación —de mediados de los sesenta a mediados de los setenta—, el uso de las computadoras para sistemas de instrucción estuvo limitado a grandes universidades, realizándose convenios con algunas grandes corporaciones y agencias militares, las cuales se interesaron en las posibilidades que ofrecían los CAI. El año de 1977 fue primordial para los CAI; tres microcomputadoras se introdujeron al mercado: la TRS-80

de Radio Shack, la PET Commodore Business Machine y la computadora Apple. Hasta ese entonces, la instrucción asistida por computadora había estado reservada a grandes proyectos con altos presupuestos y con computadoras de gran capacidad "Main Frames" o sistemas de minicomputadoras. Con la introducción de las mencionadas microcomputadoras, los CAI progresivamente se hicieron accesibles aun para las universidades "pequeñas" y se les empezó a nominar como Computer Based Training (CBT).

La motivación o idea principal detrás de muchos de los desarrollos CBT pioneros, e incluso para algunos actuales, era el esfuerzo para suministrar instrucción de manera individual. En lugar de que cada alumno navegara a través del mismo material de la misma manera, las diferencias individuales podrían tomarse en consideración y cada educando generaba su propia ruta de aprendizaje. Una de las conclusiones que se derivaron de esta evolución de las computadoras fue que dentro de la educación en general, el proceso de enseñanza puede cambiar su enfoque utilizando esta nueva tecnología CBT para mejorar tanto la eficiencia como la efectividad de dicho proceso.

Por más de 20 años, los investigadores en el campo, Rockart y Morton (1975), Baker (1978), O'Neil (1979, 1981), Godfrey y Sterling (1982), [Livergood, 1991], han buscado establecer el lugar de las computadoras en las áreas de la educación y el adiestramiento. Dichos investigadores comprendieron que los sistemas CBT eran importantes no sólo por el incremento en la eficiencia y efectividad de la instrucción, sino además por la clarificación que

ofrecían en los procesos dinámicos asociados con la enseñanza.

En 1965, en el área de la Inteligencia Artificial (IA) se comenzó a intentar construir sistemas de instrucción computarizados que podrían desempeñarse en forma parecida al razonamiento o lógica humana. En los setenta surgió entonces una nueva rama de la IA, con la cual los investigadores intentaron desarrollar sistemas inteligentes de instrucción asistidos por computadora. Conforme la investigación en IA continuó, estos sistemas se convirtieron en los que hoy llamamos Sistemas Tutoriales Inteligentes (STI) [Livergood, 1991] o Instrucción Inteligente Asistida por Computadora (CAI por sus siglas en inglés). Los STI proporcionan una individualización dinámica de la instrucción de mayor alcance que los primeros desarrollos de sistemas CBT. Este proceso de adaptación de los STI en la instrucción individualizada del educando fue posible, según Sleeman y Brown (1982), gracias al desarrollo de los cinco módulos independientes dentro de un STI: dominio de conocimiento, modelo del alumno, pedagogía, interfaz del usuario y un algoritmo de toma de decisiones y control de la aplicación o tutor.

La figura 1 ilustra la arquitectura general. El módulo del dominio del experto o del conocimiento representa los conocimientos que se enseñarán al alumno y funciona como una referencia para evaluar su desempeño. El módulo de modelo del alumno registra el desempeño del educando y representa la hipótesis del tutor acerca del estado de conocimiento del alumno. El tutor construye y actualiza el modelo del alumno dinámicamente a través de la evaluación y diagnóstico de sus acciones. El módulo pedagogía representa "el conocimiento de

cómo comunicar o transmitir el conocimiento", [Chu *et al.*, 1995]. Este módulo es el responsable de la selección y secuencia de la presentación del material al alumno, es decir, de la instrucción. La interfaz sirve como un canal de comunicación entre el tutor y el alumno.

Recientemente se ha incluido un sexto componente dentro de la arquitectura de los STI: un ambiente de simulación o simulador, [Chu *et al.*, 1995]. Este factor es particularmente esencial para un STI aplicado al entrenamiento de operadores de equipos de centrales generadoras de electricidad. Un simulador de entrenamiento de operadores proporciona un contexto realista y dinámico, en el cual se pueden demostrar conceptos de operación y, sobre todo, permite al operador practicar y mejorar sus habilidades de operación.

Realidad virtual

La realidad virtual (RV) tiene sus

orígenes a inicios de los años treinta, en los rudimentarios simuladores de vuelo de esa época. Sin embargo, es ahora cuando esta tendencia tecnológica toma fuerza, al incursionar en muchos campos a través de sofisticadas e importantes aplicaciones que pueden implantarse gracias a los avances en *software*, *hardware* de cómputo y *hardware* de periféricos de interfaz.

La RV se refiere a escenarios reales recreados mediante *software* por medio de una computadora. La realidad virtual nos permite adentrarnos en un mundo paralelo virtual, donde el usuario puede interactuar directamente y de manera inmersa en un ambiente sintético, símil del mundo real.

Un sistema de RV involucra sofisticados dispositivos de entrada y salida (casco, guantes, pisos, trajes sensibles), potentes equipos de cómputo, sofisticadas herramientas de *software* y, de manera especial, a nuestros sentidos. El medio a través del cual se tiene acceso a este mundo virtual

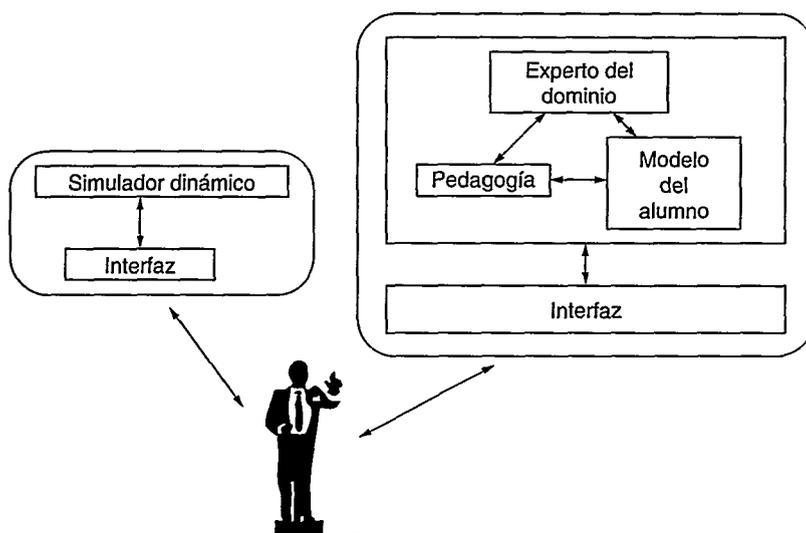
define el tipo de sistema creado. El más básico de ellos es aquél que presenta al usuario el mundo virtual a través del monitor de una computadora, este sistema se denomina como "RV del tipo mundo a través de ventana" [Buenabad, 1997].

Cuando el usuario es representado dentro del mundo virtual por una silueta, se le considera dentro del tipo de sistema virtual llamado "Mapeo de video". Los sistemas de tipo virtual más complejos, considerados como de tipo "inmerso", son aquellos que se auxilian de sofisticados dispositivos de despliegue como cascos, guantes o lentes para visualizar el mundo virtual e interactuar con él. "Telepresencia" es un sistema virtual que liga sensores remotos a un robot o símil que interactúa en un mundo real [Rod, 1996]. La realidad virtual de tipo "Pecera" combina la salida de un monitor visualizada a través de lentes de tipo Liquid Crystal Device (LCD).

El desarrollo de un sistema virtual implica la elaboración de un mundo virtual que se compone de objetos, algoritmos de iluminación, cámaras, paneles de control, dispositivos de entrada y salida, y programas de autoría. El mundo virtual sincroniza la actuación de sus elementos, apoyándose en una base de datos que contiene las sentencias que describen las acciones de los objetos, la apariencia del mundo, el control de sus dispositivos, etcétera.

Los dispositivos de entrada y salida de las aplicaciones de RV son los medios mediante los cuales se estimulan nuestros sentidos y la manera en cómo se transmite a la computadora la información de entrada. A través de estos dispositivos se rastrea la posición del usuario dentro del mundo virtual (además de permitirle al usuario interactuar con sus elementos).

FIGURA 1
Arquitectura de los STI.





Existe una gran diversidad de periféricos, algunos de ellos son guantes, cascos, lentes, *joysticks*, ratones 3D (permiten calcular la posición en X, Y y Z), pisos sensibles, trajes completos y visores especiales para salidas de pantalla. Algunos de ellos poseen un alto costo (el precio de los guantes, *hand glove*, oscila alrededor de los 20 mil dólares), sin embargo otros son bastante accesibles.

El *software* de RV permite la construcción y visualización del mundo virtual. Algunos paquetes de autoría (World Tool Kit, Virtus Walk Through, Cosmo Create Worlds y dVISE), entre otros [Buenabad, 1997]), presentan a los desarrolladores interfaces que facilitan el proceso de creación de estos ambientes sintéticos. Los navegadores de los mundos virtuales (Viscape de Superscape, GL View, DIVE [Buenabad, 1997]) permiten visualizarlos y transitar en ellos.

VRML (Virtual Reality Modeling Language) es un lenguaje de procedimientos escritos para la creación de mundos virtuales en Internet, evolucionado de Open Inventor (Silicon Graphics). Permite

definir los objetos tridimensionales que habitan el mundo virtual, su ubicación y las propiedades asociadas a éstos. Su principal característica es el ser considerado como un estándar independiente de la plataforma *software* bajo la cual opere.

QTVR (QuickTimeVR de Apple) es una herramienta que, con base en fotografías panorámicas, permite la construcción de escenarios virtuales. Estas fotografías se toman en secuencia desde un centro hasta completar 360° alrededor. QTVR se encarga de fusionar esta secuencia de imágenes en un solo panorama y de unirlo, con el fin de conformar un cilindro, dentro del cual se pose la vista del usuario, quien podrá recorrer 360° de manera horizontal sin límite alguno, pudiendo acercarse o alejarse de éste. En el plano vertical su visión estará limitada por el alto de la fotografía.

Bajo este mismo esquema, pero con un enfoque de objeto visto desde fuera, existe una herramienta denominada "QTVR Object", la cual permite construir objetos 3D y manipularlos. Para ello requiere de varias fotografías tomadas alrededor del objeto convertidas en una sola

secuencia. El usuario podrá observar y manipular desde el exterior la secuencia del cilindro.

Los archivos generados por estas herramientas de Apple (dependiendo del detalle con que se construyan) no son muy grandes. Una demostración realizada por la unidad de simulación compuesta por 15 fotografías en versión objeto, requiere 71 Kb y en versión panorama, 273 Kb [Buenabad, 1997].

Dentro de esta categoría de *software* para la construcción de escenarios virtuales basados en fotografías, existen en el mercado otros productos: "PhotoBubble Builder" de Omniview y "Surround Video" de Microsoft, cada uno de ellos con diferentes características, pero con aplicaciones similares [Buenabad, 1997].

Dependiendo del nivel de detalle y sofisticación del escenario virtual será la sensación percibida de realismo, así como su impacto. Actualmente este tipo de técnicas ya se aplican en capacitación, pero no se han generalizado debido al alto costo de los periféricos que se requieren, un ejemplo de este esfuerzo en la industria es el desarrollo del programa de entrenamiento de Motorola [Adams, 1995] donde el escenario simulado virtualmente es una línea de ensamble.

Seguramente en unos pocos años los precios de los periféricos de RV se volverán más accesibles y se podrán integrar ambientes virtuales en forma extensa a los CBT basados en simulación y a los simuladores para entrenamiento de operadores.

Conclusiones

- El desarrollo de simuladores para entrenamiento de operadores apoyados con tecnologías de multimedia, tutores inteligentes y

realidad virtual representa una nueva alternativa para instrucción del personal de plantas termoeléctricas que requiere analizarse y evaluarse.

- El desarrollo de sistemas CBT con simulación apoyados por multimedia, tutores inteligentes y realidad virtual representan una nueva opción a integrar en la capacitación de operadores y personal de plantas. Su principal ventaja es la estandarización del material de estudio al ser independientes de la preparación y exposición oral del instructor. Otra ventaja determinante es la independencia que logra alcanzar el alumno, al poder él mismo establecer su ritmo de avance y aprendizaje, con lo cual el papel del instructor se transforma en asesor del educando. Si además se da como opción al alumno la de poner en práctica sus conocimientos a través de una simulación del equipo, se espera que el nivel de aprendizaje se vea aún más enriquecido.

- La principal desventaja actual para este tipo de sistemas es la inversión inicial en equipos y el costo de desarrollo de las aplicaciones, ya que dependiendo del número de opciones (sonido, animación, digitalización de fotografías y video, simulación) que se desee en el sistema de capacitación, el costo de equipo y *software* requeridos se incrementa.

- Los principales retos del mercado para incluir estas técnicas en los simuladores de entrenamiento son la capacidad de cómputo que permita la instrucción en tiempo real y el desarrollo de los ambientes de autoría y desarrollo a menor precio.

- Los principales retos tecnológicos para los desarrolladores son el desarrollo de los algoritmos del tutor y el modelo del alumno; el

desarrollo y la adaptación de la comunicación entre los diferentes ambientes de autoría multimedia; el desarrollo de simulación y el tutor, y el desarrollo de modelos matemáticos con un mayor detalle para una representación más cercana a la realidad.

Agradecimientos

Los autores agradecen los amables comentarios de los doctores José Montoya Murillo, Enrique Quintero Mármol y Eduardo Gleason García, sin los cuales este artículo no hubiera sido posible.

Referencias

- Adams, N. y L. Lang, "VR improves motorola training program", *AI Expert*, vol. 10, issue 5, 1995, pp. 13-14.
- Authorware, ver. 3.5, Macromedia, 1995.
- Buenabad, A., *Desarrollo de un sistema de capacitación dirigido a operadores de centrales generadoras de energía utilizando técnicas de realidad virtual y multimedia*, Estancia AIT IX, Simulación, IIE, Cuernavaca, Morelos, marzo de 1997.
- Chu, R. W., C. M. Mitchel y P. M. Jones, *Using the operator function model and OFMspert as the basis for an intelligent tutoring system: towards a tutor/aid paradigm for operators of supervisory control systems*, IEEE, Trans. on Systems, Man and Cybernetics, vol. 25, núm. 7, julio de 1995, pp. 1054-1075.
- Cranfield University, *Interactive multimedia training package reduces energy cost*, Cranfield University, Department of Applied Energy, School of Mechanical Engineering, Bedford, 1996.
- Easy 5, *Easy 5 Engineering Analysis System*, ver. 5.0, The Boeing Co., Seattle, Estados Unidos, 1996.
- Framatome Technologies, *Introducing the modular modeling system*, Framatome Technologies Inc., Lynchburg, Estados Unidos, 1995.
- LabWindows/CVI, National Instruments Co., Estados Unidos, julio de 1996.
- Livergood, N. D., "From computer-assisted instruction to intelligent tutoring systems", *Jl: of Artificial Intelligence in Education*, vol. 2, núm. 3, primavera de 1991, pp. 39-50.
- Muller, N., "Multimedia over the network", *BYTE*, pp. 83-86, marzo de 1996.
- Rod, S. y A. Pardini, "Telepresence and virtual environment applications at Hanford", *Nuclear News*, vol. 39, núm. 1, enero de 1996.
- Simulink, MathWorks Inc., Natick MA, marzo de 1992.
- Sleeman, H. A. y J. S. Brown (editores), *Intelligent tutoring systems*, Nueva York Academic Press, 1982.
- VanLehn, K., "Student modeling" in Polson, M. C. y J. J. Richardson (editores), *Foundations of intelligent tutoring systems*, capítulo 3, Hillsdale New Jersey, 1988, pp. 55-78.
- Vélez, M. y T. El-Chakiek, *Fossil power plant simulators developed with rose*, simulation multiconference, the Society for Computer Simulation International, 1994.
- VisSim 1996, ver. 1.5, Visual Solutions Inc., Westford, Estados Unidos, 1994.
- Von Schweber Linda y Erick, "Herramientas de autoría multimedia", *PC Magazine español*, abril de 1996.
- WebXpresso, DataViews Corporation, Northampton, Estados Unidos, 1996.

MIGUEL ROSSANO ROMÁN



Ingeniero químico por la Universidad Autónoma Metropolitana (UAM) (1979) y maestro en ingeniería por el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey (ITESM), campus Monterrey (1986). Desde 1980 es investigador del IIE en la Unidad de Simulación, en donde se ha desempeñado en diversos proyectos. Actualmente participa en el proyecto Aplicación en emuladores y simuladores de tutores inteligentes basados en técnicas de inteligencia artificial, multimedia y realidad virtual.



PROGRAMA DE BECARIOS EN EL IIE

.....



El Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) invita a los recién egresados de licenciaturas y posgrados a participar como becarios en alguno de los proyectos de investigación tecnológica de nuestro Instituto.

Tipo de becas ofrecidas

Tesis de licenciatura, maestría y doctorado

Para egresados de cualquiera de estos niveles que necesiten elaborar un proyecto de tesis para obtener el grado.

Adiestramiento en investigación tecnológica

Para egresados de licenciaturas con excelencia académica, recién titulados o que se encuentren en el proceso final de titulación, ya sea por tesis o por promedio.

Principales carreras requeridas

Ingenierías (eléctrica, mecánica, electrónica, química, civil, de sistemas y en computación), química, física, matemáticas aplicadas e informática, entre otras.

Beneficios

Oportunidad de iniciar una carrera de especialización en campos del sector y la industria eléctrica. Oportunidad de trabajar en coordinación con los investigadores y técnicos más experimentados del Instituto de Investigaciones Eléctricas. Uso de laboratorios, talleres y equipos del IIE. Uso de información y documentos técnicos actualizados. Colaboración en el análisis y la solución de problemas y retos técnicos actuales del sector y la industria eléctricos. Beca económica. Seguro de gastos médicos mayores.

Requisitos

Ser mexicano. Edad máxima de 27 años para tesis de licenciatura y adiestramiento en investigación tecnológica; de 35 para tesis de maestría, y de 40 para tesis de doctorado. Promedio mínimo de 80/100 o su equivalente en otros sistemas para los programas de tesis y de 90/100 para el programa de adiestramiento en investigación tecnológica. Disponibilidad para desarrollar su estancia en Cuernavaca, Morelos.

Mayores informes

Instituto de Investigaciones Eléctricas, Departamento de Desarrollo Profesional.

Av. Reforma núm. 113, Col. Palmira, CP 62490 Temixco, Morelos, México.

Teléfono (73) 18 38 11, exts. 7161 a 7164, fax (73) 18 26 28.

Correo electrónico: becas@iie.org.mx.

Página en Internet: <http://www.iie.org.mx>

Uso de la Red de Planeación de la Operación en el Cenace

Resumen

Se describe la manera en que la Comisión Federal de Electricidad (CFE) utiliza el sistema denominado Red de Planeación de la Operación a Corto Plazo (Redpla) en la elaboración del predespacho diario (PD) de generación del sistema eléctrico nacional (SEN). El PD define la generación horaria que deberá aportar cada central eléctrica para cubrir la demanda pronosticada durante las próximas 24 horas, de tal manera que el costo de producción total sea el más bajo, respetando en todo momento las limitaciones de transmisión, las características del sistema de generación y las restricciones operativas del sistema.

Introducción

El Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) es un organismo creado por la CFE con la misión de administrar la operación y el control del sistema eléctrico nacional, del despacho de generación, de las transacciones entre Unidades de Negocios de la CFE y permisionarios externos, del acceso a la red de transmisión eléctrica y de los servicios de información e investigación y desarrollo, con el fin de lograr la mejora permanente en continuidad, seguridad, calidad y economía del servicio público de energía eléctrica.

Dentro del Cenace, la Gerencia

de Operación es la encargada de la planeación y supervisión del SEN para su operación económica y segura.

La planeación de la operación junto con las estrategias operativas de seguridad forman un proceso de gran importancia para el SEN dado que de ella emanan los planes de operación y utilización óptima de los recursos energéticos. La finalidad de esta planeación es garantizar en el tiempo la operación económica del sistema eléctrico en forma continua.

El sistema eléctrico nacional está organizado eléctricamente en nueve entidades, llamadas centros de control de área (CCA), seis de las cuales (central, CEN; oriental, ORI; occidental, OCC; norte, NTE; noreste, NES, y peninsular, PEN) se encuentran enlazadas, formando lo que se conoce como Sistema Interconectado Nacional (SIN). Las áreas de Baja California Norte (BCN) y Baja California Sur (BCS) se tienen eléctricamente aisladas. Por su parte, el área noroeste (NOR) aunque no se encuentra eléctricamente aislada del SIN, por razones de seguridad se opera independiente del resto del sistema. Derivado de lo anterior, se tienen

Roberto Navarro, Pedro Alatorre, Nemoio González y Rolando Nieva

Tomando en cuenta la configuración descrita del sistema eléctrico nacional se debe elaborar el predespacho diario, con el cual se alcanza la potencia óptima de operación de las centrales generadoras para cada hora del día siguiente.

cuatro islas eléctricas en el SEN como se muestra en la figura 1.

Tomando en cuenta la configuración descrita del sistema eléctrico nacional se debe elaborar el predespacho diario, con el cual se alcanza la potencia óptima de operación de las centrales generadoras para cada hora del día siguiente.

El predespacho diario es resultado de una planeación estratégica de la operación y en su realización se toman en cuenta aspectos de seguridad y economía. El problema de la planeación se resuelve descomponiendo el horizonte de estudio en diversas escalas de tiempo, de tal forma que la planeación de la operación a mediano y largo plazo (uno o más años) requiere tomar en cuenta, entre otros factores, la expansión de la capacidad de generación y transmisión; la incertidumbre y los

El predespacho diario es resultado de una planeación estratégica de la operación y en su realización se toman en cuenta aspectos de seguridad y economía.

ciclos anuales de aportación hidrológica; la entrada en operación de nuevas unidades generadoras (para horizontes menores a cinco años), así como la variación anual de la demanda eléctrica. A su vez, el problema anual puede dividirse en intervalos de meses o semanas y su planteamiento establece las condiciones de frontera para el problema a corto plazo (de una a cuatro semanas). Este problema consiste en asignar, en intervalos de días u horas, la energía que deben generar las plantas del sistema para cubrir la demanda, la cual deberá satisfacerse con recursos de generación tanto termoeléctricos como hidroeléctricos.

La asignación de unidades generadoras a corto plazo se considera como un problema determinístico, ya que al reducir el horizonte de los pronósticos de escurrimiento en los embalses y de la demanda, la incertidumbre en estos pronósticos es menor que la asociada con la planeación a mediano y largo plazo.

Para una operación económica, es necesario que opere en todo momento una combinación apropiada de generadores, considerando no sólo la disponibilidad de éstos y las restricciones operativas del sistema, sino también los costos de producción.

Por otra parte, debido a las características de la energía hidroeléctrica, es conveniente utilizarla, hasta donde sea posible, en los momentos de mayor costo incremental de la energía termoeléctrica, costo que es función creciente de la potencia a que se

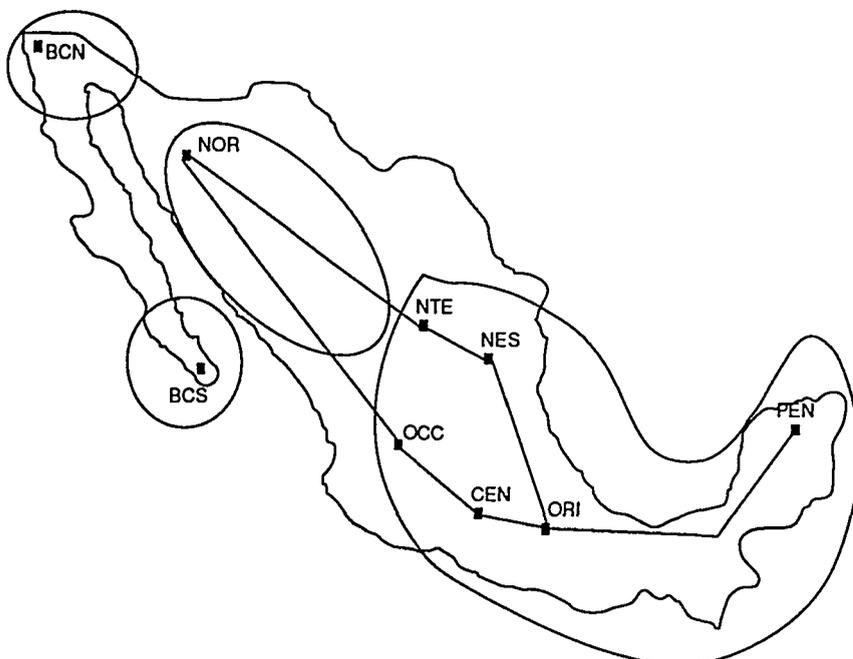
Debido a las características de la energía hidroeléctrica, es conveniente utilizarla, hasta donde sea posible, en los momentos de mayor costo incremental de la energía termoeléctrica, costo que es función creciente de la potencia a que se genera; de igual manera, las restricciones operativas del sistema eléctrico impactan sobre el costo de generación. De aquí la necesidad de contemplar en la planeación de la operación al corto plazo una coordinación adecuada entre las unidades termoeléctricas e hidroeléctricas.

genera; de igual manera, las restricciones operativas del sistema eléctrico impactan sobre el costo de generación. De aquí la necesidad de contemplar en la planeación de la operación al corto plazo una coordinación adecuada entre las unidades termoeléctricas e hidroeléctricas, lo cual lleva a un gran problema, que sólo se puede tratar de manera eficiente mediante algoritmos computacionales de optimización matemática que permitan considerar todas las variables y restricciones que impactan en la determinación del predespacho diario.

Antecedentes

El Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), a través de la Unidad de Análisis de Redes, desarrolló para el Cenace de la CFE los sistemas de programas de aplicación avanzada [Nieva, R. et al., 1985]; la coordinación hidrotérmica y asignación de unidades semanal (CHT-AU) [Nieva, R. et al., 1992]; la coordinación hidrotérmica mensual (CHT-M) [Nieva, R. et al., 1995]; la coordinación hidrotérmica multimensual (CHT-XM) [Ruiz, M. et al., 1990], y el análisis de redes en

FIGURA 1
Áreas de control del sistema eléctrico nacional.



Para la elaboración del predespacho diario se utiliza principalmente el sistema CHT-AU. La aplicación principal del CHT-AU es producir el predespacho diario de las unidades importantes del sistema de potencia, pero también es útil para estudiar el impacto económico de diversas estrategias operativas bajo situaciones esperadas o hipotéticas.

estado estable (Anared) [Pérez Valverde, P., 1991], los cuales fueron implementados conjuntamente formando la Red de Planeación de la Operación a Corto Plazo (Redpla) [Navarro, R. *et al.*, 1995]. De estos sistemas, para la elaboración del predespacho diario, se utiliza principalmente el sistema CHT-AU, el cual se describe brevemente a continuación.

El sistema CHT-AU

El paquete de programas de aplicación avanzada CHT-AU es un sistema de optimización matemática y manejo de información orientado a la planeación de la operación a corto plazo de sistemas eléctricos de potencia. El CHT-AU determina un predespacho diario que hace uso eficiente de los recursos de generación; indica por hora cuáles unidades generadoras hidroeléctricas y termoeléctricas entrarán en operación (para un horizonte de planeación de hasta siete días), y el nivel de potencia que deberá generar cada unidad para satisfacer la demanda pronosticada al mínimo costo de operación. Esta información se obtiene organizada por el Centro de Control de Área.

El PD depende de las características propias de la Red, así como de la estrategia de control establecida para su operación. Existen restricciones impuestas a

los elementos del Sistema Eléctrico de Potencia que dirigen la estrategia a seguir en su determinación.

El CHT-AU permite, en la determinación del predespacho diario, la consideración de restricciones operativas y de seguridad del sistema eléctrico e hidrotérmico, tales como:

- Reserva rodante mínima por región operativa.
- Límites máximo y mínimo de operación de unidades.
- Nivel máximo y mínimo de operación en embalses.
- Diferentes políticas de operación en embalses:
 - Máxima extracción.
 - Mínima extracción.
 - Energía fija.
 - Volumen fijo.
 - Nivel final fijo.
- Restricciones en el arranque y paro de unidades termoeléctricas.
- Restricción al consumo de combustible por grupo de plantas termoeléctricas.
- Modelado de plantas de ciclo combinado.
- Restricciones al flujo de potencia en enlaces interregionales.
- Restricciones al consumo de gas para diferentes sectores operativos.
- Consideración de productores externos en el plan de operación.
- Tiempo de viaje del agua entre embalses.
- Gasto máximo y mínimo en el río.

La aplicación principal del CHT-AU es producir el predespacho diario de las unidades importantes del sistema de potencia, pero también es útil para estudiar el impacto económico de diversas estrategias operativas bajo situaciones esperadas o hipotéticas.

Arquitectura del sistema

La Red de Planeación comprende dos estaciones de trabajo Alpha,

modelo APX3000, interconectadas entre sí, formando una red local enlazada, a su vez, con el Sistema para la Administración, Análisis y Estudios (Sipaae), el cual cuenta con terminales en cada uno de los centros de control de área, permitiendo la recepción de información enviada desde tales centros.

Las dos estaciones de trabajo se utilizan de la siguiente manera:

a) La estación de predespacho. Esta estación integra los programas de CHT-AU, CHT-M, CHT-XM y Anared. Se utiliza diariamente para obtener el predespacho.

b) La estación de análisis de redes. Esta estación integra también los programas de CHT-AU, CHT-M, CHT-XM, y Anared. Se utiliza diariamente para hacer estudios *a posteriori* de la operación real del SEN y demás estudios económicos. Sirve de respaldo de la estación de predespacho.

Flujo de información

Conceptualmente, la información necesaria para la elaboración del predespacho puede dividirse en dos grandes rubros: información estática e información dinámica.

Información estática

Comprende la información básica del sistema eléctrico de potencia a simular, por ejemplo: organización de áreas y regiones operativas; modelos de unidades generadoras termoeléctricas e hidroeléctricas; modelos de embalses y vías; información referente a líneas de transmisión, nodos, enlaces, transformadores, compensadores, reactores, combustibles, etcétera. Este tipo de información no depende de las condiciones de operación previstas y permanece constante durante todo el periodo de estudio.

Información dinámica

Para la realización del predespacho diario es necesario definir el escenario de planeación con la información que caracteriza las condiciones previstas y las estrategias operativas a las que estará sujeto el SEN. La información que comprende el escenario de planeación es la siguiente:

- Condiciones iniciales en unidades termoeléctricas (número de horas en operación o paro).
- Niveles iniciales en embalses.
- Aportaciones, escurrimientos y derrames programados en embalses.

- Disponibilidad y límites operativos de unidades generadoras.
- Asignación forzada de unidades para soporte de voltaje.
- Pronóstico de demanda horaria e intercambio externo.
- Costos de combustibles y restricciones en su consumo.
- Otros costos variables de operación y mantenimiento.
- Restricciones operativas del sistema eléctrico en las regiones (reserva rodante mínima).
- Políticas de operación en embalses.
- Configuración eléctrica del sistema.

- Nivel de generación de las plantas en régimen (filo de agua, geotérmica y nuclear).
 - Mezclas de combustibles utilizados en unidades generadoras.
- En la organización de la CFE existen diversas instancias, algunas de las cuales son responsables de proporcionar o poner a disposición del predespachador la información necesaria para la realización del predespacho.

En el cuadro 1 se presenta un resumen de la información que caracteriza un escenario de planeación; se indica la fuente o procedencia de la información y

CUADRO 1

Procedencia de la información.

<i>Información</i>	<i>Fuente o procedencia</i>	<i>Modo de actualización</i>
- Pronóstico de demanda horario por CCA. - Intercambio externo. - Plantas en régimen.	Centros de control de área a través del Sipaae.	Automática, por medio de la red de cómputo.
- Licencias de unidades. - Límites operativos. - Disponibilidad de unidades de última hora.	Centros de control de área.	Mediante comandos (permite manipular gran volumen de información con instrucciones pequeñas).
- Niveles de embalses, aportaciones y extracciones programadas.	Centros de control de área a través de VAX y Sipaae.	A través de desplegados.
- Políticas de operación en embalses.	Departamento de Mediano Plazo.	A través de desplegados.
- Costos de combustibles.	Gerencia de Energéticos.	A través del editor de base maestra.
- Límites de transmisión interregionales. - Reserva rodante mínima por región.	Departamento de Análisis de Redes.	A través de desplegados.
- Configuración eléctrica del sistema de transmisión en las regiones.	Departamento de Tiempo Real.	Seleccionando entre 10 casos de configuración previamente almacenados.
Costos variables de operación y mantenimiento de unidades.	Subdirección de Administración y Finanzas.	A través de desplegados.

cómo se actualiza en la Red de Planeación.

En la figura 2 se muestra un diagrama del flujo de la información utilizada por el subsistema CHT-AU. Se puede apreciar que existe información procedente de los centros de control de área, la cual se transfiere por el Sipaae hacia la Red de Planeación, actualizándose de manera automática a solicitud del usuario. De igual forma, el predespacho calculado se pone a disposición de los centros de control de área, transfiriéndolo de la Red de Planeación hacia el sistema Sipaae, por medio de la red de cómputo.

El resto de la información de entrada se actualiza por el usuario a través de la interfaz hombre-máquina de la Red de Planeación. La información de los modelos del

sistema eléctrico nacional se toma directamente de la base de datos maestra, la cual solamente se modifica cuando se requiere dar de alta, baja o cambiar el modelado de algún elemento del sistema eléctrico.

Además del predespacho diario, el sistema CHT-AU genera una gran cantidad de información, como se puede apreciar en la figura 2, la cual se presenta en forma organizada a través de desplegados.

Resultado del CHT-AU

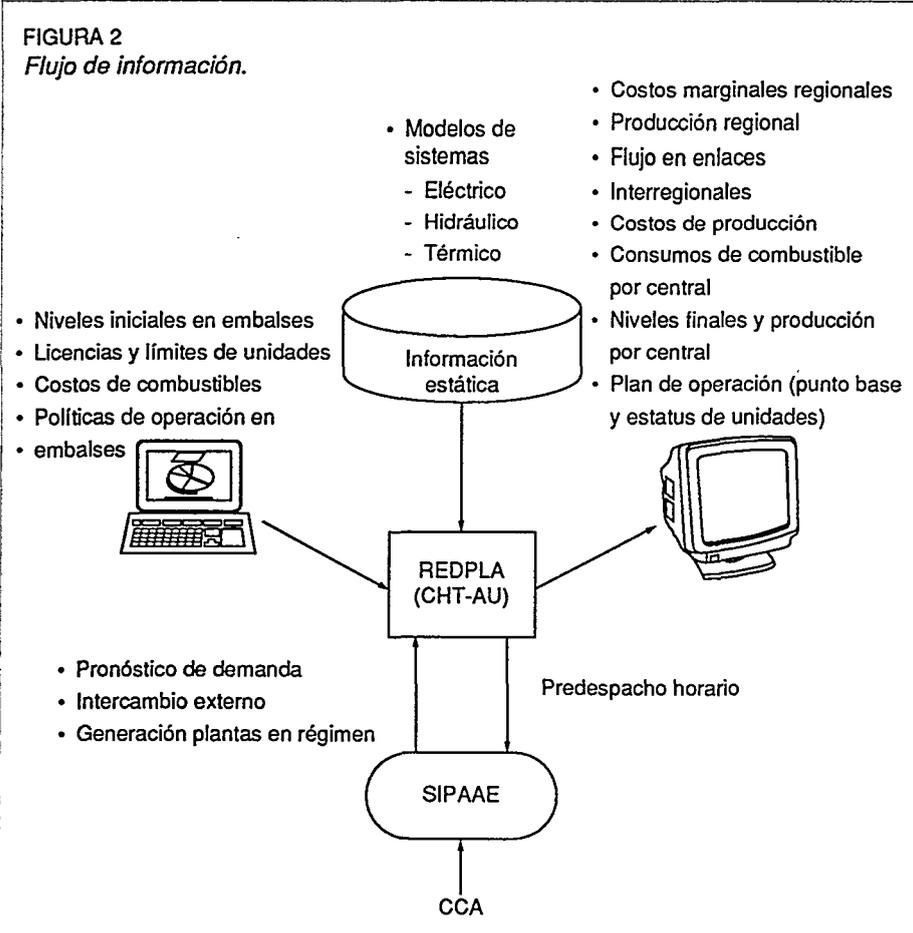
Una vez que se define el escenario de planeación se procede al cálculo del predespacho diario mediante las tres funciones siguientes:

a) Validación del escenario. Esta función permite detectar

inconsistencias en la definición del escenario de planeación como pueden ser violaciones a tiempos mínimos de operación y paro de unidades termoeléctricas, déficit de capacidad para cubrir la demanda en alguna hora con las unidades disponibles (corte) y excedencia de generación asignada forzosamente en alguna hora. Si se detecta alguna inconsistencia es posible regresar a redefinir el escenario de planeación.

b) Verificación de factibilidad hidráulica. Esta función permite detectar infactibilidad del escenario hidráulico como violaciones a las políticas de operación solicitadas, a los niveles máximos y mínimos de operación en embalses, y a los límites de turbinados sobre las vías. Nuevamente, si se detecta alguna infactibilidad es posible regresar a redefinir los datos de entrada.

c) Determinación del predespacho. Esta función realiza la coordinación hidrotérmica y asignación de unidades en detalle. Tiene la versatilidad de que el



CUADRO 2
Tiempos aproximados para la obtención del PD.

Función	Horizonte de planeación	
	1 día	7 días
Definición del escenario de planeación	30 min.	30 min.
Determinación del predespacho diario considerando la red de transmisión, pérdidas en la red y restricciones en el consumo de combustibles.	50 min.	2.5 hs.

FIGURA 3
Ejemplo del reporte del predespacho*.

PREDESPACHO HORARIO AREA (02): ORIENTAL
 REPORTE RF-04
 GENERACION POR PLANTA (MW) DIA: MIERCOLES:97:03:19

HR	ANG	MMT	MPS	PEA	CRL	TMU	MZT	RHI	RTE	IEXT	NES	PEN	CEN	DEM
01	175	250	300	83				58	3388	-23	-244	89	1552	2880
02	175	250	143	71		37		57	3389	-23	-339	68	1540	2877
03	175	250	140	65		130		58	3391	-23	-341	58	1851	2665
04	175	250	140	64		208		58	3373	-23	-377	70	1535	3064
05	175	250	141	68		207		56	3389	-21	-346	85	1618	2951
06	175	250	148	80		208		58	3390	-23	-307	83	1559	2997
07	175	500	304	86		211		61	3390	-23	-253	77	1771	3156
08	350	500	446	82		211		56	3392	-23	-247	100	2214	2992
09	350	500	452	164		201		58	3367	-21	-33	105	1889	3153
10	350	500	452	163		211		57	3389	-23	-29	110	2127	2937
11	350	500	460	173		204		58	3390	-22	25	110	1846	3176
12	350	750	444	154		208	37	57	3390	-20	7	110	2236	3058
13	350	750	455	171		208	39	56	3279	-21	26	110	2070	3123
14	350	750	458	252		208	39	57	3279	-21	-32	110	2123	3213
15	350	750	458	241		208	76	58	3280	-21	12	110	2249	3071
16	350	750	474	291		208	83	57	3280	-21	-40	110	2459	2985
17	350	750	634	293		211	84	53	3281	-21	-67	110	2263	3370
18	350	750	640	300		208	85	56	3280	-21	-77	110	2242	3415
19	525	750	616	266	145	210	120	56	3282	-21	-81	110	2351	3611
20	525	1000	815	300	164	207	133	73	3282	-19	-183	110	2620	3971
21	525	1000	768	260	150	207	121	74	3281	-17	-197	110	2658	3832
22	525	1000	611	224	137	214	75	61	3283	-19	-213	110	2445	3806
23	350	750	611	247		218	77	56	3282	-19	-177	110	2374	3304
24	350	750	420	129		213	33	55	3283	-21	-71	110	2173	3042
TOTAL	14502	4227	4556	1404	-510	2383	76649							
	7872	10531	596	1001	80012	-3586	49765							

CMA 700 1146 900 300 200 218 165 74 3509
 CMI 150 250 140 50 70 25 53 27 19

* ANG, MMT... y MZT son las claves de los nombres de las plantas.

usuario puede decidir si considerar o no aspectos como pérdidas por transmisión, la red de transmisión por región o bien restricciones al consumo de gas para sectores operativos.

En el cuadro 2 se tienen los tiempos aproximados para la obtención del predespacho diario.

En la figura 3 se muestra un ejemplo del reporte del predespacho obtenido mediante la Red de Planeación; se incluyen la generación horaria (propuesta para el día siguiente) de las centrales importantes del área, el intercambio con áreas vecinas y el pronóstico de la demanda del área, acompañados de sus totales. También se pueden

consultar las capacidades mínimas y máximas por central.

Junto con el predespacho horario, el CHT-AU genera una gran cantidad de resultados, que pueden servir como indicadores de la factibilidad si se lleva a cabo el plan de operación propuesto. Mediante esta facilidad, el predespachador puede consultar el predespacho obtenido y decidir sobre aceptarlo y enviarlo a los centros de control de área a través del Sipaae o bien hacer algunas modificaciones al escenario de planeación y volver a obtener un nuevo plan de operación.

En la figura 4 se presenta el desplegado desde el cual se puede iniciar la consulta de resultados por

región. Seleccionando la región deseada se puede consultar por hora el costo marginal, los flujos en enlaces interregionales y el balance de la producción regional (demanda, generación, corte o excedencias, inyección neta, etcétera).

En la figura 5 se observa una gráfica de los costos marginales para las regiones que forman el SEN y tres diferentes clases de demanda con los resultados obtenidos mediante la Red de Planeación. Por su parte, la figura 6 muestra el costo marginal horario de la región oriental con los resultados obtenidos para la semana del 4 al 6 de noviembre de 1996. Los datos utilizados para la obtención de estos resultados son representativos del sistema eléctrico nacional.

En la figura 7 se presentan resultados representativos para la semana del 4 al 10 de noviembre de 1996 correspondientes al flujo de potencia por hora para el enlace que une las regiones del Sureste y Campeche. En la misma gráfica se puede apreciar que la Red de Planeación respeta las restricciones impuestas a los enlaces interregionales. Para este caso, debido a que el flujo se encuentra limitado entre 100 y -50 MW, el valor máximo del flujo no excede de 100 MW.

Estado actual de la Red de Planeación

La Red de Planeación se utiliza diariamente para realizar el predespacho diario.

Actualmente se tiene contemplado el desarrollo de nuevas funciones para el seguimiento del predespacho y para apoyar a los operadores en la realización de ajustes al predespacho, según sea necesario, cuando los escenarios presentes en la planeación se desvíen de la realidad.

FIGURA 4
Despliegado de consulta regional.

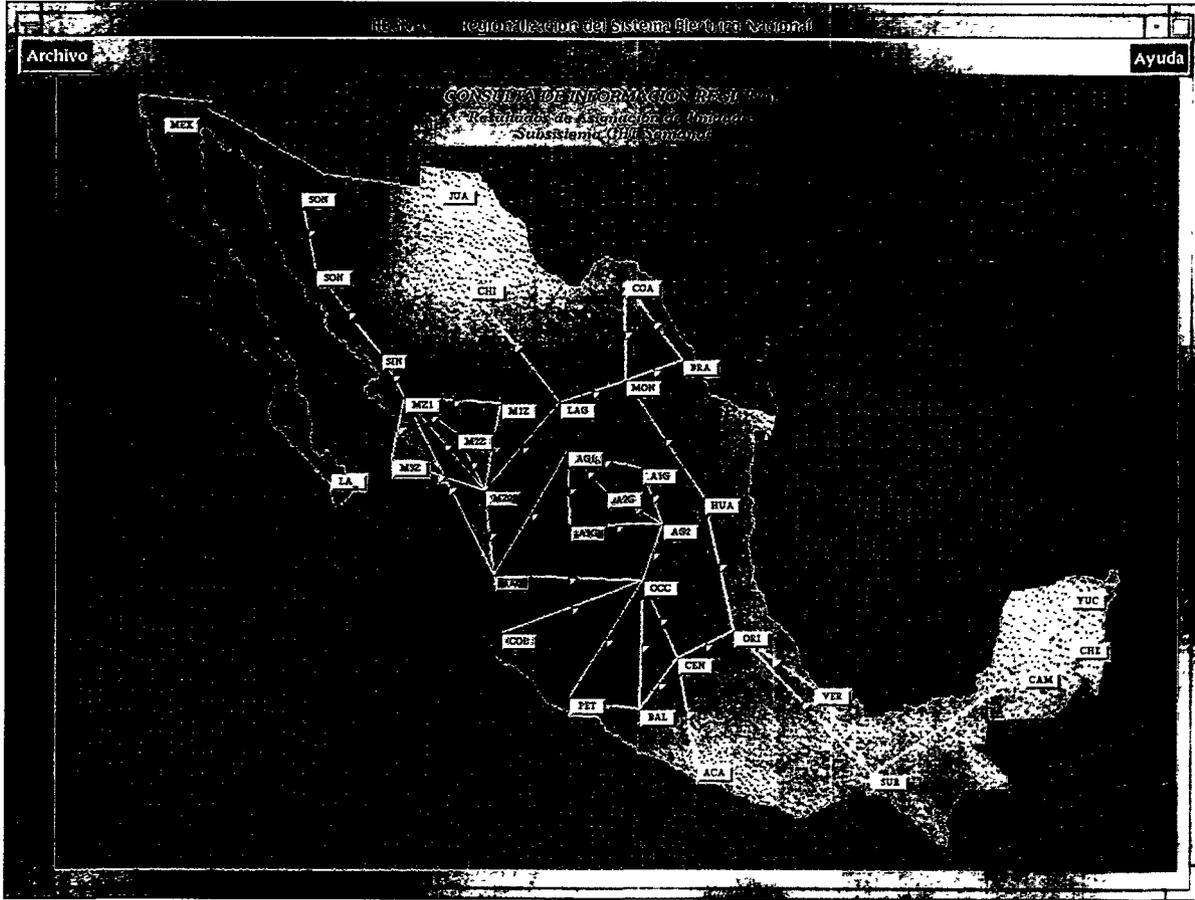


FIGURA 5
Costos marginales regionales.

Costo marginal regional
6 de noviembre de 1996

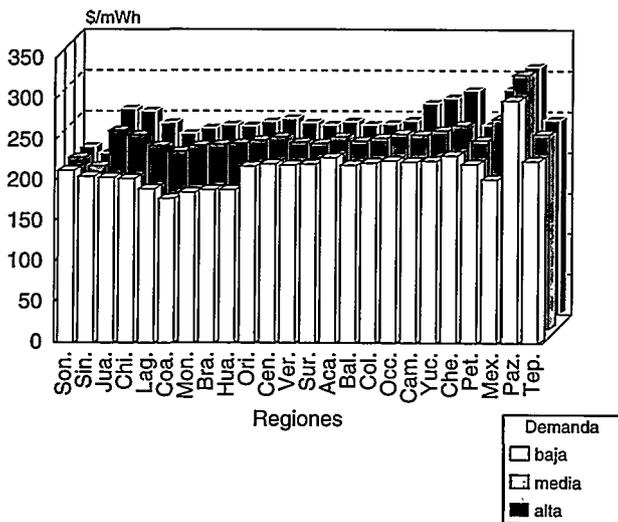
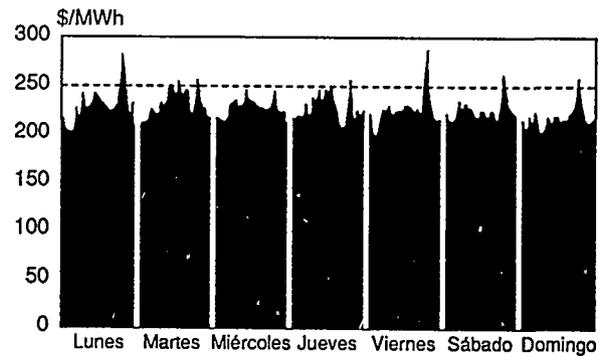


FIGURA 6
Costos marginales horarios.

Costos marginales de la región oriental
Semana del 4 al 10 de noviembre de 1996



Conclusiones

Se ha presentado la manera en que se obtiene el predespacho diario en el Centro Nacional de Control de Energía y cómo es puesto a disposición de los centros de control de área. Se mostró también el flujo de la información necesaria para su realización, su procedencia y la forma en que es actualizada esta información en la Red de Planeación. Asimismo, se han introducido gráficamente algunos de los resultados obtenidos utilizando la Red de Planeación de la Operación a Corto Plazo.

Reconocimientos

Los autores desean agradecer al

grupo de desarrollo del proyecto Red de Planeación (Redpla) de la Unidad de Análisis de Redes, su contribución en el desarrollo, implementación y mantenimiento del sistema. Asimismo, agradecen al personal del Cenace, de la CFE, a los encargados de la elaboración diaria del predespacho y al personal que los aplica en la operación real, su dedicación y entusiasmo en el uso de la Red de Planeación.

Referencias

Navarro, R. et al., *Sistema integral para la planeación de la operación a corto plazo de sistemas eléctricos de potencia*, Departamento de Análisis de Redes, IIE, IEEE Sección México, RVP 95, Acapulco, Guerrero, 1995.

Navarro, R. y R. Nieva, *Metodología para la evaluación de estrategias operativas al corto*

plazo, RVP-88, IEEE, Sección México, Acapulco, Guerrero, agosto de 1988.

Nieva, R. et al., *CHT: a digital computer package for solving short term hidro-thermal coordination and unit commitment problems*, Power Industry Computer Applications Conference, IEEE, San Francisco, California, del 6 al 10 de mayo de 1985.

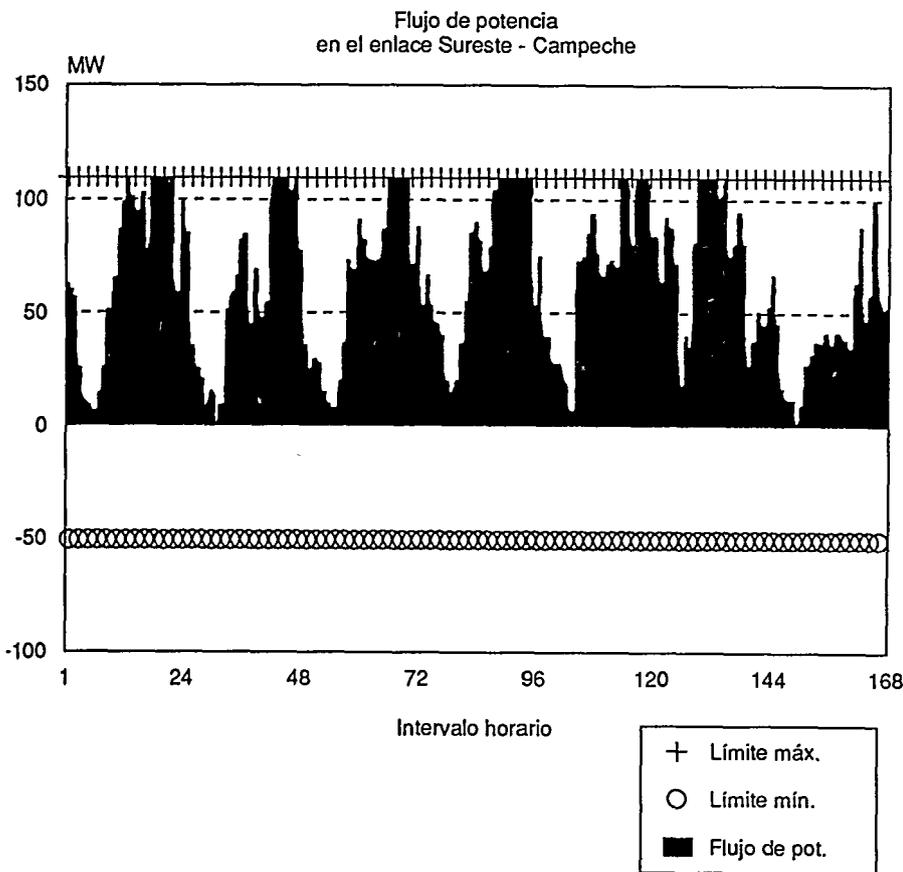
Nieva, R., R. Navarro e I. Guillén, *Descripción del paquete de software de asignación de unidades y coordinación hidrotérmica CHT*, Manual de operación CFE/IIE, tomo II, México, D. F., octubre de 1992.

Nieva, R. et al., *Aplicación de la programación dinámica dual estocástica en la coordinación hidrotérmica de mediano y largo plazo*, RVP-95, IEEE, Sección México, Acapulco, Guerrero, julio de 1995.

Pérez Valverde, P., *Manual de operación de la interfaz de Anared*, Departamento de Análisis de Redes, IIE, Cuernavaca, Morelos, octubre de 1991.

Ruiz, M. et al., *Emulador de la planeación de operación a corto plazo*, RVP-90, IEEE, Sección México, Acapulco, Guerrero, julio de 1990.

FIGURA 7
Flujo de potencia interregional.



ROBERTO NAVARRO PÉREZ



Licenciado en sistemas eléctricos de potencia y maestro en ciencias en sistemas eléctricos de potencia, egresado de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica (ESIME) y de la Sección de Graduados de la ESIME del Instituto Politécnico Nacional (IPN), respectivamente. En 1983 ingresó al IIE como investigador de la Unidad de Análisis de Redes de la División de Sistemas de Control. Actualmente es coordinador de especialidad en el área de planeación de la operación de sistemas eléctricos de potencia y jefe de proyecto. Ha sido coautor en más de una docena de artículos afines con la asignación de unidades y coordinación hidrotérmica a corto plazo, así como en arquitecturas de sistemas y desarrollo e implantación de bases de datos.

PEDRO ALATORRE CRISTÓBAL



Ingeniero electricista egresado de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica (ESIME) del Instituto Politécnico Nacional (IPN) (1983) y maestro en sistemas eléctricos de potencia por la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) (1992). En la industria privada se desempeñó como técnico electricista en Fibras Sintéticas y desde 1983 labora en el Cenace de la CFE, donde actualmente ocupa el cargo de jefe de Disciplina.

NEMORIO GONZÁLEZ MEDINA

Ver currículum página 51.

ROLANDO NIEVA GÓMEZ

Ingeniero mecánico electricista por el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey (ITESM) y doctor en ingeniería eléctrica por la Universidad de Alberta, Canadá. Ingresó al IIE en 1979, en donde se ha desempeñado como jefe de proyecto y coordinador de especialidad. Desde 1989 es gerente de la Unidad de Análisis de Redes de la División de Sistemas de Control. Su trabajo se ha centrado en la especialidad de sistemas eléctricos de potencia. Ha dirigido el desarrollo de software especializado para el análisis, la simulación, la operación, la planeación de operación y la planificación de los sistemas eléctricos de potencia. Ha publicado



más de cuarenta artículos técnicos tanto en foros nacionales como extranjeros y es coautor de dos libros: Optimal control of distributed nuclear reactors (volumen 41 de la serie Conceptos Matemáticos y Métodos en Ciencia e Ingeniería) y Desarrollo y administración de programas de computadora (software) (Editorial CECSA, 1984). Perteneció al Sistema Nacional de Investigadores.

UNIDAD DE INFORMACIÓN TECNOLÓGICA

La Unidad de Información Tecnológica (UIT) busca promover y facilitar competitivamente el uso de información tecnológica y estratégica que impulse el desarrollo del sector eléctrico, así como el de sus proveedores y usuarios. Ofrece los siguientes servicios:

Búsqueda bibliográfica

- El cliente plantea el tema o problema técnico mediante carta, oficio, fax, teléfono, correo electrónico o personalmente.
- Se recopila, analiza y selecciona información tecnológica disponible en el mundo sobre el tema o problema planteado por el usuario a través de la consulta a bases de datos nacionales y extranjeras, o en forma manual recurriendo a obras de consulta.
- La información se procesa, se evalúa y se presenta en forma accesible. En algunos casos se pueden incluir los datos de fabricantes, especialistas e instituciones relacionadas.

Pregunta-respuesta

Se da respuesta a preguntas concretas planteadas por el usuario mediante infor-

mación disponible en el país o en el extranjero sobre constantes físicas y químicas; propiedades de materiales; procedimientos de pruebas de equipo y materiales; datos de especialistas, empresas, instituciones. La pregunta puede hacerse mediante carta, oficio, fax, teléfono, correo electrónico o de manera personal. En algunos casos, la respuesta será por teléfono o fax (datos específicos).

Recursos bibliográficos

- Colección de libros, manuales, tesis, memorias de conferencias, directorios y enciclopedias con un total de 49 915 volúmenes.
- Colección de informes técnicos con un total de 17 745 volúmenes.
- Colecciones de normas técnicas de interés para el sector: IEEE, ANSI, IEC, ASTM, IES.
- Colección de publicaciones periódicas con 395 títulos vigentes.
- Acceso a 11 bases de datos en disco óptico (CD-ROM).
- Acceso a más de 600 bases de datos nacionales e internacionales.



- Convenios de préstamo interbibliotecario con 112 centros de información tanto nacionales como internacionales.
- Acceso a la red Internet.

Mayor información

Instituto de Investigaciones Eléctricas
Unidad de Información Tecnológica
Avenida Reforma núm. 113,
colonia Palmira, CP 62490 Temixco,
Morelos, México.
Teléfono (73) 18 24 60 o 18 38 11,
extensión 7132, fax (73) 18 24 61
Correos electrónicos: pmr@iie.org.mx,
hbs@iie.org.mx, pjfn@iie.org.mx
Internet: <http://www.iie.org.mx>

Sistema para el análisis de confiabilidad del suministro de energía eléctrica

Resumen

Se presenta una herramienta computacional desarrollada para evaluar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica, considerando las fallas en los sistemas de generación y transmisión. Se describen las aplicaciones de la herramienta en la planeación de la expansión y de la operación de sistemas eléctricos, la metodología de solución empleada y las diversas funciones con que cuenta. Al final se presentan algunos ejemplos ilustrativos de sus aplicaciones mediante estudios con un modelo de características representativas del sistema interconectado nacional.

Introducción

El objetivo básico de las técnicas y criterios aplicados en la operación de sistemas de potencia es generar y suministrar energía eléctrica en la forma más económica posible con un grado aceptable de confiabilidad. En general, la confiabilidad del sistema es la habilidad que tiene éste de proveer un suministro adecuado de energía eléctrica. Aunque no es físicamente posible lograr 100% de confiabilidad debido a las fallas aleatorias de los componentes del sistema, sí se puede reducir el riesgo de que ocurran interrupciones en el suministro de energía eléctrica mediante una adecuada planificación y operación del sistema.

En la actualidad, la evaluación de la confiabilidad se realiza con técnicas probabilísticas que consideran la aleatoriedad de la disponibilidad de los elementos del sistema eléctrico; estas técnicas proporcionan índices que evalúan diversos aspectos de la confiabilidad del sistema. A la fecha, las técnicas de solución más completas consideran a los sistemas de generación y transmisión en forma compuesta. De esta manera, se toma en cuenta el efecto combinado de fallas de generación y transmisión, así como las restricciones que afectan conjuntamente al sistema de generación y a la capacidad del sistema de transmisión para transportar la energía generada a los diferentes puntos de distribución.

Aplicaciones del análisis de confiabilidad

El análisis de confiabilidad se ha utilizado principalmente en la planeación de la expansión de los sistemas eléctricos. En este contexto, su utilidad estriba en que permite identificar áreas débiles del sistema de potencia que ameriten

Favio Perales, Javier Martínez,
Francisco Huesca, Norma García y
Rolando Nieva

El objetivo básico de las técnicas y criterios aplicados en la operación de sistemas de potencia es generar y suministrar energía eléctrica en la forma más económica posible con un grado aceptable de confiabilidad.

reforzarse. También permite justificar la inversión en las obras de expansión en términos de costo-beneficio, determinando los beneficios comparativos de diversas alternativas de refuerzo o expansión del sistema.

El Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) ha estado involucrado en años recientes en el desarrollo de herramientas computacionales para realizar análisis de confiabilidad [Rodríguez y Afuso, 1992]. Durante el desarrollo de estas herramientas se han identificado y propuesto aplicaciones del análisis de confiabilidad a la planeación de la operación de sistemas de potencia [Perales *et al.*, 1994].

El análisis de confiabilidad en la operación de sistemas de potencia debe evaluar la efectividad de la manera como se opera el sistema, o

El análisis de confiabilidad se ha utilizado principalmente en la planeación de la expansión de los sistemas eléctricos.

se pretende operar, para evitar cortes de carga en el corto plazo. Durante un día, las condiciones operativas cambian; el número de unidades generadoras y la potencia que producen se modifica con el fin de satisfacer la demanda. Por esta razón, la evaluación de la confiabilidad deberá realizarse para las diversas condiciones operativas que se presenten durante el día o que se prevean durante la planeación de la operación (predespacho).

Entre las aplicaciones del análisis de confiabilidad a la planeación de la operación destacan las siguientes:

a) Análisis de confiabilidad del predespacho de generación horario.

El análisis de confiabilidad puede proporcionar índices de confiabilidad horaria. Con base en estos índices, el predespachador puede conocer si la confiabilidad es aceptable, identificar dónde podría no serlo y decidir si conviene rehacer el predespacho para mejorarla.

b) Retroalimentación a predespachadores para sintonizar requerimientos de reserva de generación.

En este caso, el análisis de confiabilidad calcula el efecto de la reserva operativa sobre los índices de confiabilidad. También determina la sensibilidad de reducción del corte esperado ante incrementos en la capacidad de generación en cada nodo del sistema. Esta información puede, asimismo, orientar al predespachador sobre dónde y en qué medida conviene arrancar más unidades para mejorar la confiabilidad. De igual manera, los

resultados del análisis podrían indicar la conveniencia de reducir la reserva operativa cuando la confiabilidad del suministro es innecesariamente alta, ya que mantener alta la reserva implica un mayor costo.

c) Análisis de los efectos de porteo y licencias para el retiro de equipo sobre la confiabilidad del sistema.

El operador puede analizar los efectos de los servicios de porteo y de licencias comparando los índices de confiabilidad que se obtienen sin considerar y considerando el porteo (o licencia), respectivamente.

d) Apoyo a la toma de decisiones del operador.

El operador puede obtener la lista de los nodos con mayor riesgo de corte del sistema. Asimismo, se obtiene la lista de las contingencias que tienen mayor impacto sobre la confiabilidad del sistema.

e) Análisis de confiabilidad de los planes operativos a mediano plazo.

Los planes de operación a mediano plazo determinan las estrategias de utilización de los recursos hidroeléctricos y definen los programas de salida a mantenimiento de las unidades generadoras. El análisis de confiabilidad puede ser útil para evaluar el efecto de las estrategias operativas de mediano plazo, retroalimentando a los analistas responsables de la planeación de la operación con información valiosa para decidir si es necesario refinar los planes y alcanzar la confiabilidad recomendable.

Sistema de análisis de confiabilidad

En vista de las aplicaciones potenciales del análisis de confiabilidad, el IIE desarrolló un paquete de cómputo para evaluar la confiabilidad en sistemas de

El Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) ha estado involucrado en años recientes en el desarrollo de herramientas computacionales para realizar análisis de confiabilidad. Durante el desarrollo de estas herramientas se han identificado y propuesto aplicaciones del análisis de confiabilidad a la planeación de la operación de sistemas de potencia.

potencia tanto para las etapas de planeación de la expansión como para la planeación de la operación de sistemas eléctricos. Además, le incorporó la capacidad para estimar los costos de producción y los costos marginales nodales del sistema, considerando la salida forzada de las unidades generadoras y líneas de transmisión [Perales y Nieva, 1996].

Al paquete se le integró una interfaz de usuario que cuenta con múltiples funciones para presentar y manipular la información de los estudios de confiabilidad realizados.

En el diseño se aplicó especial atención para utilizar el paquete en la evaluación de la confiabilidad del predespacho de generación horario que se realiza en el Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Metodología de solución empleada

Se emplea una metodología basada en simulación Monte Carlo para realizar tanto el análisis de confiabilidad como la evaluación probabilística de los costos de producción. La metodología consiste básicamente en evaluar un gran número de muestras del sistema eléctrico; en cada muestra se simula una contingencia en los sistemas de generación y transmisión. Las

La implementación actual del Sistema de Análisis de Confiabilidad utiliza una estación de trabajo y una computadora personal. En su diseño se considera la interacción con el usuario de manera amigable a través de una interfaz hombre-máquina que facilita el manejo de la información del sistema eléctrico para la consulta y análisis de casos de estudio.

manejan restricciones de transmisión entre regiones del sistema utilizando límites de flujo en grupos de ramas. En estudios de costos de producción se emplean límites de operación tanto de condiciones normales como de condiciones de emergencia.

Índices calculados

El paquete puede calcular los siguientes índices por sistema y por nodo:

- Probabilidad de pérdida de carga (LOLP).
- Valor esperado de la potencia no suministrada (EPNS).
- Frecuencia de falla (LOLF).
- Duración de la falla.
- Riesgo operativo del sistema (ROS).

También calcula las sensibilidades del valor esperado de la potencia no suministrada y del costo de producción ante incrementos en la capacidad de generación y transmisión, así como en la demanda nodal. Además, reporta la distribución de probabilidad de los costos marginales nodales y la lista de las contingencias

que produjeron corte de carga durante la simulación Monte Carlo.

Interfaz de usuario

La implementación actual del Sistema de Análisis de Confiabilidad utiliza una estación de trabajo y una computadora personal. En su diseño se considera la interacción con el usuario de manera amigable a través de una interfaz hombre-máquina que facilita el manejo de la información del sistema eléctrico para la consulta y análisis de casos de estudio. El algoritmo trabaja sobre conjuntos de archivos estructurados, denominados casos de estudio, los cuales contienen la información del sistema eléctrico.

En la figura 1 se muestra el modelo conceptual del sistema. El Sistema de Análisis de Confiabilidad importa un archivo generado por el programa de coordinación hidrotérmica [Nieva *et al.*, 1986] de la Red de Planeación del Cenace [Navarro y Nieva, 1995], en el cual se encuentra la información del sistema eléctrico correspondiente a

contingencias que se evalúan son aleatorias y dependen de la probabilidad de falla de los elementos del sistema.

En cada muestra se evalúa el efecto de las contingencias para detectar la ocurrencia de cortes en el suministro de energía. Esto se logra realizando un despacho de generación con restricciones de transmisión. Si es un estudio de confiabilidad, el despacho minimiza el corte de carga; si se trata de un estudio de costos de producción, el despacho minimiza los costos de generación.

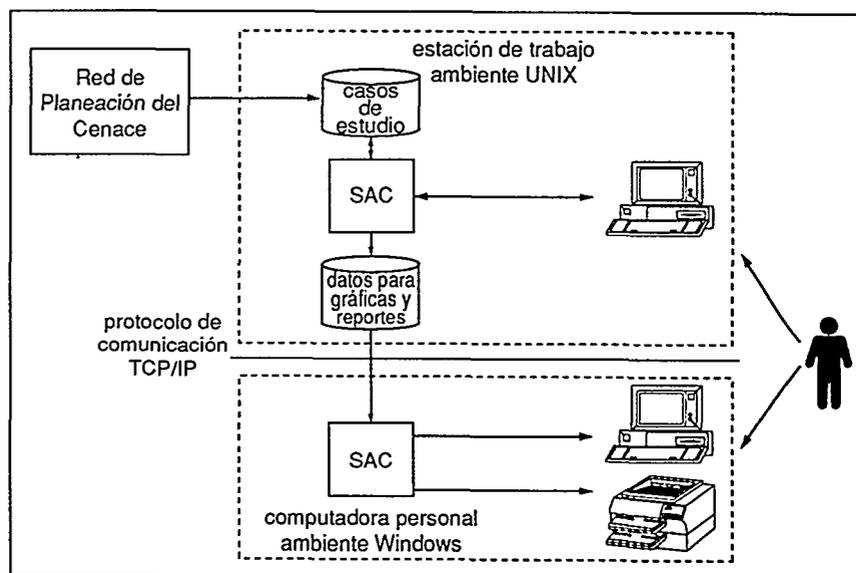
Al final de la simulación se calculan los valores esperados de los índices de confiabilidad y los costos marginales. La simulación termina si la incertidumbre relativa de los índices de confiabilidad por sistema estimados es menor a una tolerancia o si se alcanza un número máximo de muestras.

En la solución del problema se emplea un modelo linealizado de la red eléctrica. Para calcular los flujos de potencia en la red se utiliza el modelo de flujos de corriente directa, sin embargo, se emplea una aproximación cuadrática de las pérdidas en la transmisión. El problema del despacho de generación se resuelve con una rutina de programación lineal.

El despacho considera restricciones de generación mínima y máxima en las unidades, y de capacidad de transmisión en líneas y transformadores. También se

FIGURA 1

Modelo conceptual del sistema de análisis de confiabilidad.



una hora del horizonte de planeación. Con esta información se forma un caso de estudio en el que pueden evaluarse los índices de confiabilidad usando las diversas funciones del sistema. Si se requiere obtener reportes y gráficas de los resultados obtenidos, se utiliza el Sistema de Explotación de Resultados (SER), que opera en una computadora personal. El SER presenta menús de gráficas y reportes predefinidos de los resultados de confiabilidad. La transferencia de la información de la estación de trabajo a la computadora personal se realiza en forma automática.

Funciones del sistema

a) Manejador de casos.

El manejador de casos es una función que permite consultar los nombres y descripciones de los casos de estudio almacenados; también contiene las opciones de cargar y salvar un caso de estudio. Asimismo, permite importar los archivos generados por la Red de Planeación del Cenace.

b) Editor de casos de estudio.

El editor de casos de estudio permite la consulta y modificación de los datos de la red eléctrica. Dichos elementos son nodos, líneas de transmisión, transformadores, generadores, grupos de ramas y controles discretos suplementarios. Con este editor también se pueden modificar los parámetros del algoritmo de solución.

c) Ejecución del programa de confiabilidad.

Esta función ejecuta el programa de aplicación que realiza la evaluación de los índices de confiabilidad del sistema.

d) Análisis de resultados.

Con esta opción se pueden consultar y analizar los resultados del estudio de confiabilidad. También permite la generación de archivos con información para la elaboración de gráficas y reportes de los resultados.

e) Estudios comparativos.

Esta función genera archivos con la información necesaria para elaborar gráficas y reportes donde se comparan los índices de confiabilidad del sistema eléctrico obtenidos en varios casos de estudio.

f) Ejecución del programa de análisis de confiabilidad en lotes.

Con esta función, el usuario programa la evaluación de la confiabilidad de un conjunto de casos de estudio seleccionados.

g) Sistema de Explotación de Resultados (SER).

Esta función del sistema permite elaborar reportes y gráficas de los índices de confiabilidad obtenidos. Esto se realiza en una computadora personal que forme parte de la red de computadoras.

Ejemplos de aplicaciones

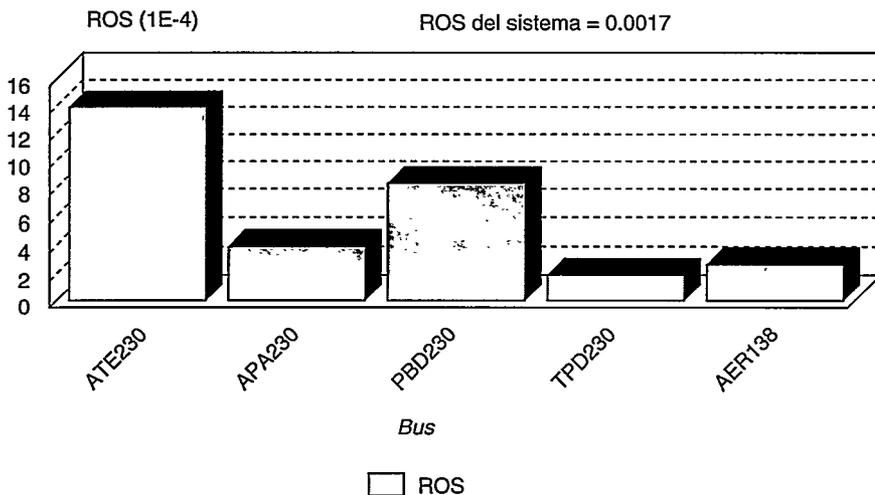
Para ilustrar las aplicaciones del paquete en la planeación de la operación de sistemas eléctricos se presentan algunos de los resultados alcanzados al realizar estudios de confiabilidad utilizando un modelo con características representativas del sistema interconectado nacional. Se emplearon valores típicos de tasas de falla y reparación para calcular las probabilidades de fallas de los elementos del sistema y no se consideraron restricciones de transmisión en los enlaces interregionales.

En la figura 2 se presenta una gráfica que muestra el riesgo operativo en los nodos del sistema donde su valor es más grande. Este índice evalúa el riesgo de que ocurra una falla en el suministro de energía en el corto plazo, por ejemplo durante algunas horas del siguiente día. Los valores presentados son para condiciones de demanda máxima y considerando una reserva operativa de generación equivalente al 5% de dicha demanda.

En la gráfica de la figura 3 se muestran los valores esperados de la potencia no suministrada, en el contexto del corto plazo, en los nodos del sistema que tienen mayor riesgo de que ocurra un corte de carga.

En la figura 4 se puede apreciar

FIGURA 2
Riesgo operativo del sistema.



la sensibilidad del corte esperado ante cambios en la capacidad de generación sincronizada al sistema. Se muestran los valores en los nodos donde la reducción del corte es mayor al aumentarse en ellos la capacidad de generación. En los nodos de carga obviamente no se puede incrementar la capacidad de generación, pero sí pueden localizarse los puntos de generación cercanos a esos nodos, en donde convendría arrancar unidades generadoras para incrementar la reserva rodante.

En la figura 5 se observa el efecto que tiene sobre los índices de confiabilidad la reserva operativa utilizada. Aquí se aprecia claramente cómo los índices dependen mucho de la reserva cuando ésta es pequeña. Sin embargo, hay un valor a partir del cual —en este caso de 3.16%— en el que los índices ya dependen muy poco de la reserva empleada y sus valores permanecen casi constantes. En esta circunstancia, mantener una reserva operativa mayor de 3.16% significaría un gasto innecesario.

En la gráfica de la figura 6 se muestra el efecto que tiene sobre los índices de confiabilidad el retiro de una línea de transmisión. Los índices corresponden a diversas reservas operativas. Si se compara con la gráfica de la figura 5 se observa el gran impacto que tiene el retiro de la línea sobre la confiabilidad del sistema.

Finalmente, en la figura 7 se presenta el efecto que tiene sobre los índices de confiabilidad del sistema realizar servicios de porteo. En la gráfica se muestran los índices de confiabilidad para un caso base; otro en el que hay una transacción de 50 MW de los puntos REC400 a MTY400; otra de REC400 a APA230, y una más de REC400 a ATE230. En todos los casos se

FIGURA 3
Potencia no suministrada esperada.

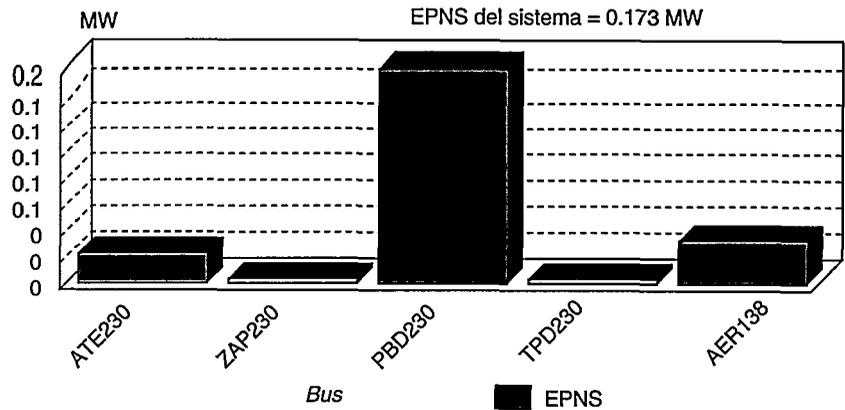


FIGURA 4
Reducción de la potencia no suministrada esperada ante incrementos en la capacidad de generación.

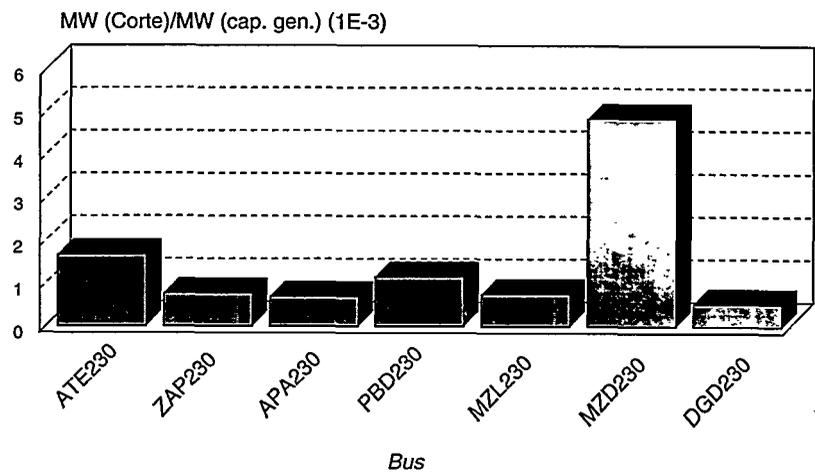


FIGURA 5
Índices de confiabilidad ante incrementos en la reserva de generación.

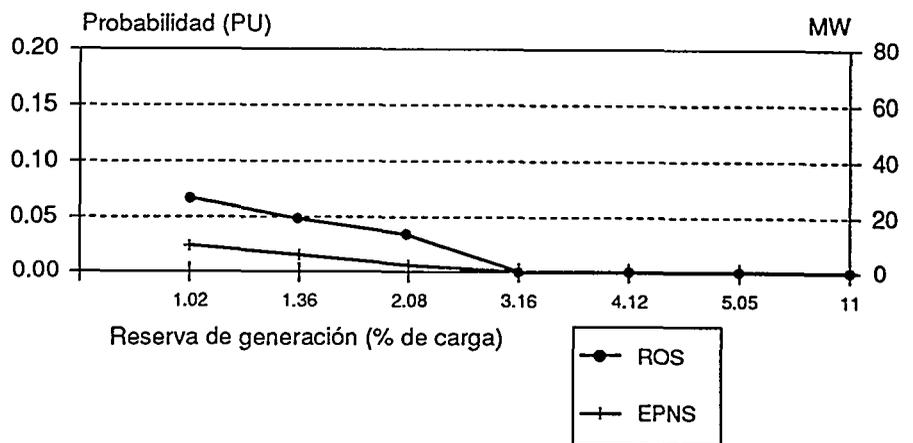


FIGURA 6
Índices de confiabilidad ante incrementos en la reserva de generación.

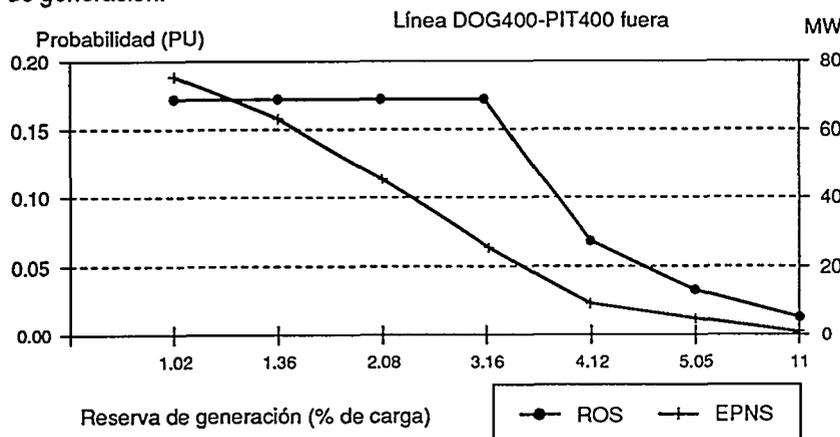
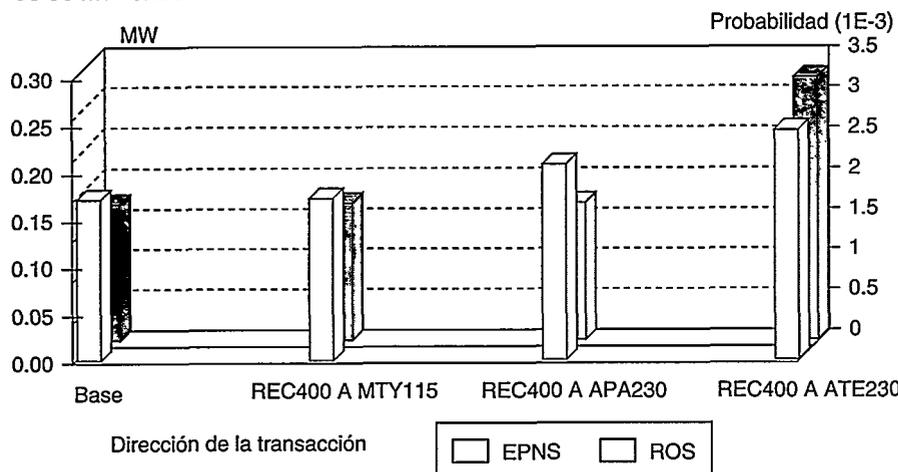


FIGURA 7
Índices de confiabilidad de sistemas ante transacciones de 50 MW entre dos nodos.



considera una reserva operativa del 2%. Puede observarse que a pesar de que se transmite la misma cantidad de potencia en todos los casos, los índices son diferentes para las diversas transacciones.

Conclusiones

Se ha presentado la descripción de una herramienta computacional desarrollada para realizar el análisis integrado de la confiabilidad de los sistemas de generación y transmisión. Se explicó la metodología de solución empleada para realizar el análisis de

confiabilidad y la evaluación probabilística de costos de producción. Se describieron las funciones principales del paquete computacional y sus aplicaciones en la planeación de la expansión y en la planeación de la operación de sistemas eléctricos. Asimismo, se presentaron resultados de algunos casos de estudio realizados con un modelo representativo del sistema interconectado nacional.

Reconocimientos

Los autores agradecen al Centro Nacional de Control de Energía de

la CFE el haberles confiado la realización de este paquete, y en forma particular al M. en C. Anselmo Sánchez S. por sus comentarios y sugerencias durante el desarrollo del proyecto.

Referencias

Navarro, R. y R. Nieva, *Sistema integral para la planeación de la operación a corto plazo en sistemas eléctricos de potencia*, Octava Reunión de Verano de Potencia, IEEE Sección México, Acapulco, Guerrero, julio de 1995.

Nieva, R., A. Inda y J. Frausto, *CHT: a digital computer package for solving hidro-thermal coordination and unit commitment problems*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 1, núm. 3, agosto de 1986, pp. 168-175.

Perales, F., R. Nieva, M. Ruiz y A. Rodríguez, *Aplicación del análisis de confiabilidad en la operación de sistemas de potencia*, Séptima Reunión de Verano de Potencia, IEEE Sección México, julio de 1994.

Perales, F. y R. Nieva, *Estimación de costos marginales nodales considerando salidas forzadas y pérdidas en la transmisión*, Novena Reunión de Verano de Potencia, IEEE Sección México, julio de 1996.

Rodríguez, A. y A. Afuso, *Herramienta computacional para la evaluación de la confiabilidad de los sistemas de generación y transmisión*, Quinta Reunión de Verano de Potencia, IEEE Sección México, julio de 1992.

FAVIO PERALES MARTÍNEZ



Ingeniero electricista de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo (1989) y maestro en ciencias con especialidad en ingeniería eléctrica del Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey (ITESM) (1992). Ingresó al IIE como becario de tesis de licenciatura en 1988, obteniendo con ésta el primer lugar en el Certamen Nacional de Tesis de

sistemas eléctricos de potencia en 1989. Posteriormente se incorporó como investigador al IIE en la Unidad de Análisis de Redes, en donde ha participado en el desarrollo y dirección de proyectos relacionados con la planeación y operación de sistemas eléctricos de potencia.

JAVIER MARTÍNEZ HERNÁNDEZ



Ingeniero mecánico electricista con especialidad en electrónica egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM); cursó la maestría en sistemas de información en el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey (ITESM). Desde 1979 es investigador del IIE en la Unidad de Análisis de Redes, en donde ha participado en varios proyectos para la

planeación y operación de sistemas eléctricos de potencia. Actualmente, es coordinador de especialidad de integración de software.

FRANCISCO HUESCA SÁNCHEZ



Licenciado en informática egresado de la Universidad Veracruzana. Becario del IIE, en 1991 se le contrata como investigador. Desarrolló el sistema de información gráfico para el análisis de resultados del simulador de entrenamiento para operadores de sistemas eléctricos de potencia. Colaboró en el desarrollo de la interfaz de usuario de la Red de Planeación del Cenace. Actualmente desarrolla un sistema para la presentación gráfica de resultados en diagramas unifilares de sistemas eléctricos de potencia en la Unidad de Resultados de Análisis de Redes.

NORMA GARCÍA MONTOYA



Ingeniera en sistemas computacionales egresada del Instituto Tecnológico de Celaya. En 1994 ingresó al IIE como becaria en el Programa de Adiestramiento en Investigación Tecnológica en la Unidad de Análisis de Redes, a la cual se incorporó como investigadora el mismo año. Ha participado en el diseño y desarrollo de interfaces de usuario para diversas funciones del paquete de análisis de redes en estado estable. Desarrolló sistemas de graficación para la explotación de resultados del paquete de análisis de confiabilidad del suministro de energía eléctrica.

ROLANDO NIEVA GÓMEZ

Ver curriculum página 82.

SISTEMAS EXPERTOS

¡NUEVAS VERSIONES!

Se-Sismo y Se-Viento para Windows contienen módulos adicionales.
Software de apoyo para las versiones actualizadas de los capítulos:

Diseño por sismo
Diseño por viento
del MANUAL DE DISEÑO DE OBRAS CIVILES
de la Comisión Federal de Electricidad

Instituto de Investigaciones Eléctricas
Departamento de Ingeniería Civi

Informes

Teléfono (73) 18 38 11, extensión 7584, fax (73) 18 25 38,
correo electrónico: guerrero@iie.org.mx

XVIII



Certámenes Nacionales de Tesis 95 - 97

La Comisión Federal de Electricidad (CFE), el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) y el Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) invitan a los egresados de licenciatura y maestría de ingenierías y ciencias afines a inscribir su tesis en los *XVIII Certámenes Nacionales de Tesis*.

El objetivo de estos *Certámenes* es premiar los mejores trabajos de investigación cuyo tema esté incluido en alguna de las tres siguientes especialidades: sistemas de generación de energía eléctrica, redes eléctricas e informática y control.

REQUISITOS

Las tesis o proyectos terminales debieron presentarse en examen profesional entre el 15 de septiembre de 1994 y el 8 de agosto de 1997.

Los participantes deben ser egresados de instituciones mexicanas de educación superior.

Las tesis o proyectos terminales debieron ser requisito para la obtención del grado de licenciatura o maestría.

PREMIOS

Licenciatura:

1^{er}. lugar: \$10 000.00

2^{do}. lugar: \$ 5 000.00

Maestría:

1^{er}. lugar: \$15 000.00

2^{do}. lugar \$ 7 500.00

FECHA DE PUBLICACIÓN DE RESULTADOS

Las decisiones finales de los *Certámenes* se publicarán el **domingo 9 de noviembre de 1997** en un periódico de circulación nacional. Se notificará por escrito a los interesados la fecha, la hora y el lugar de la entrega de premios.

CIERRE DE INSCRIPCIONES: 15 DE AGOSTO DE 1997

INSCRIPCIONES Y MAYORES INFORMES

Instituto de Investigaciones Eléctricas,
Departamento de Desarrollo Profesional
Av. Reforma núm. 113, Col. Palmira,
62490 Temixco, Morelos, MÉXICO.

Lic. Henoc de Santiago
teléfono (73) 18 38 11, ext. 7161,
fax: (73) 18 26 28

Correo electrónico: becas@iie.org.mx
página en Internet: <http://www.iie.org.mx>

El cambio de horario de verano: ahorros en consumo y demanda, y reducción de contaminantes

Resumen

Se presentan los ahorros obtenidos en consumo, demanda y combustibles con el cambio de horario de verano, así como los principales aspectos considerados para efectuar la evaluación de los mismos.

Introducción

El cambio a un horario que estimule mayormente la utilización de la luz natural puede tener un efecto en la magnitud del pico de la demanda vespertina, así como en el consumo global de energía eléctrica.

Se conoce como cambio de horario de verano (CHV), a la acción consistente en adelantar una hora el reloj durante los meses de mayor insolación para hacer un mejor uso de la iluminación natural en las mañanas y, en consecuencia, disminuir el uso de iluminación artificial en las tardes [Sada, J. y H. Buitrón, 1996; Conae, 1992]. En el caso de México, su adopción es durante siete meses, iniciando el primer domingo del mes de abril y terminando el último domingo del mes de octubre [Covarrubias, R., 1996]. La figura 1 muestra en forma esquemática tal efecto.

Según estudios realizados en diversos países en donde el cambio de horario es ya una costumbre, el efecto de esta medida impacta principalmente a los usuarios domésticos y, en particular, a la iluminación artificial [Ebersola, N. et

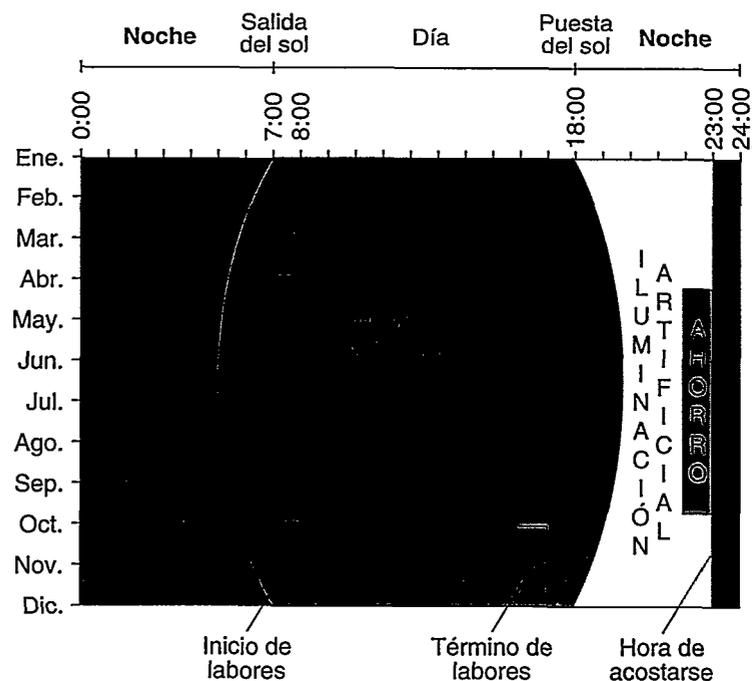
Gaudencio Ramos, Rodrigo Díaz, Raúl Fiscal, Claudia Alquicira, Serafín Martínez y Martín Maqueda

al., 1974; Hillman, M., 1993; Dingel, J. et al., 1981; Cavalcante, V. et al., 1988; Dirección Sectorial de Energía, 1991].

Además, el horario de verano tiene algunos efectos secundarios

Según estudios realizados en diversos países en donde el cambio de horario es ya una costumbre, el efecto de esta medida impacta principalmente a los usuarios domésticos y en particular a la iluminación artificial.

FIGURA 1
Iluminación natural y artificial con horario de verano.



El horario de verano tiene algunos efectos secundarios importantes, entre otros: creación de una conciencia energética; reducción en el uso de combustibles; reducción en la emisión de contaminantes; menores situaciones de riesgos de asaltos en las noches; disminución del número de accidentes; llevar a cabo en las tardes actividades que normalmente se hacen por falta de luz natural (caminar, ir de compras, visitar a los amigos), y tener el mismo horario que nuestros principales socios comerciales.

importantes, entre otros: creación de una conciencia energética; reducción en el uso de combustibles; reducción en la emisión de contaminantes; menores situaciones de riesgos de asaltos en las noches; disminución del número de accidentes; llevar a cabo en las tardes actividades que normalmente no se hacen por falta de luz natural (caminar, ir de compras, visitar a los amigos), y tener el mismo horario que nuestros principales socios comerciales.

Actualmente, el programa de ahorro de energía eléctrica, a través de la estructuración sectorial del programa de gasto e inversión públicas del sector eléctrico, incide en el crecimiento y desarrollo de los sectores estratégicos de la economía mexicana que están directa e indirectamente encadenados con el sector eléctrico [Treviño, M., 1996].

Lo anterior dio lugar a la realización de un proyecto de investigación, el cual se formalizó a través de un grupo de trabajo formado por las siguientes dependencias: Comisión Federal de Electricidad (CFE), Fideicomiso para el Ahorro de Energía (Fide), Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico (PAESE), Luz y Fuerza del Centro (LyFC), Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (Conae) y el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE).

Los husos horarios que rigen al país datan de 1922. Sin embargo, se modificó en cuatro ocasiones por decreto presidencial (1927, 1931, 1932, 1942) respondiendo a diversas razones de carácter económico con el fin de tener un mejor uso de la iluminación natural en ciertas zonas del país. Actualmente rige el horario de verano que se promulgó en 1948. La modificación de 1932 tuvo el objetivo, entre otros, de ahorrar energía eléctrica, ya que la planta hidroeléctrica Necaxa no contaba con suficiente agua.

En 1981 y 1988 se decretaron cambios en el ámbito regional en la península de Yucatán y en algunos de los estados del norte. La experiencia de esos estados presentó inconvenientes en la práctica, los cuales orillaron a derogar dichos acuerdos. La principal causa para suspender el horario de verano en la región fue el desfase entre las actividades económicas, sociales y culturales en relación con el Distrito Federal.

Potencial de ahorro

El horario de verano tiene más impacto entre los usuarios domésticos y, en particular, en la iluminación artificial. Los usuarios comerciales e industriales requieren de la misma iluminación artificial en su horario normal diurno.

Los usuarios domésticos consumen energía en función básicamente de dos aspectos: su nivel de equipamiento y sus hábitos de uso. Estudios previos muestran que en el promedio nacional la energía eléctrica en este sector se consume en la forma siguiente: 43% iluminación, 22% conservación de alimentos, 20% aire acondicionado, 12% televisión y 3% otros.

Mientras que el nivel de equipamiento está en función de los ingresos de las personas, los hábitos

El horario de verano tiene más impacto entre los usuarios domésticos y, en particular, en la iluminación artificial. Los usuarios comerciales e industriales requieren de la misma iluminación artificial en su horario normal diurno.

de uso dependen de muy diversos factores como son número de personas, edades, tiempo de permanencia en la casa, actividades que realizan y condiciones ambientales.

Para evaluar el potencial de ahorro se realizaron dos estudios previos, uno que considera exclusivamente el por ciento dedicado a iluminación natural en función del rango de consumo y otro que considera, además, la forma de uso de la iluminación artificial.

Por ciento dedicado a iluminación artificial

En 1992, el PAESE realizó una evaluación preliminar del potencial de ahorro, en caso de que se implantara el horario de verano [Sada Gámiz, J. y H. Buitrón, 1997].

Dicho cálculo consideró exclusivamente tres variables: número de usuarios por rango de consumo, según la información de la facturación de la CFE; a cada rango de consumo se le asignó un por ciento dedicado a iluminación artificial; la parte de iluminación artificial es de cuatro horas y gracias al horario de verano se reduce a tres. Lo anterior dio un ahorro de 1 062 GWh, correspondiente al 1.1% del consumo nacional, considerando datos de 1991 de la CFE (consumo total = 90 149 GWh).

Variables que influyen en la iluminación artificial

En forma complementaria al estudio

- El ahorro en consumo fue de 943 millones de kWh, equivalentes al 0.83% del consumo total anual de 1995. Los usuarios domésticos pagaron 463 millones de pesos menos.
- La demanda máxima disminuyó 529 MW, equivalente al 2.6% de la demanda máxima anual. Esta cifra se asemeja a una inversión del orden de los 4 200 millones de pesos.
- El ahorro estimado en combustibles es equivalente a 1.71 millones de barriles de petróleo.

Impacto del CHV en consumo y demanda

El consumo y la demanda por la acción del horario de verano se modifica en las horas en que éste tiene impacto, esto es, en las mañanas, cuando el usuario se levanta, y en las tardes, antes de que se acueste. A continuación se explica, utilizando una curva de demanda, cómo se modifica el consumo y la demanda.

Ahorro en consumo

La figura 2 muestra dos curvas de demanda del alimentador Netzahualcóyotl, la cual provee de energía a 18 mil usuarios domésticos; una de ellas correspondiente al mes de marzo, sin cambio de horario, y otra al mes de abril, una vez que se implementó el nuevo horario de verano.

Si se analiza la curva desde el punto de vista *forma*, se puede decir que un usuario "típico" tiene un consumo bajo de las 00:00 horas a las 04:00 horas, pues en ese lapso está dormido y la única energía

eléctrica que se utiliza es la del refrigerador y algo de iluminación artificial; a partir de las 04:00 y hasta las 08:00 horas existe un incremento, dado que comienza el uso de energía básicamente en iluminación artificial, tostadores de pan, plancha, etcétera; de las 08:00 a las 18:00 el ama de casa o alguna otra persona se encarga de la limpieza del hogar (casi siempre en el transcurso de la mañana), lo que en consecuencia da un incremento "suave" de energía; al medio día y en las tardes se utiliza luz en la elaboración de la comida, para hacer tareas, ver televisión, escuchar la radio; de las 18:00 a las 21:00 horas se tiene un incremento brusco, debido principalmente al uso masivo de la iluminación artificial; y de las 21:00 a las 24:00 aproximadamente, el uso de energía decrece de manera abrupta, pues el usuario se va a acostar (en forma escalonada).

Si ahora se analizan ambas curvas desde el punto de vista *magnitud*, se observará el efecto del cambio de horario de verano. En las primeras horas de la mañana el

realizado por el PAESE, la Conae solicitó al IIE un estudio que desagrega las variables que influyen en el consumo de iluminación artificial: la localización geográfica, latitud y longitud; los hábitos, hora de levantarse y acostarse (por grupos de personas); el número de usuarios en cada región considerando los ábacos de la CFE, costumbres y clima; por ciento de energía destinada a iluminación, y rangos de consumo [Ramos Niembro, G. *et al.*, 1995].

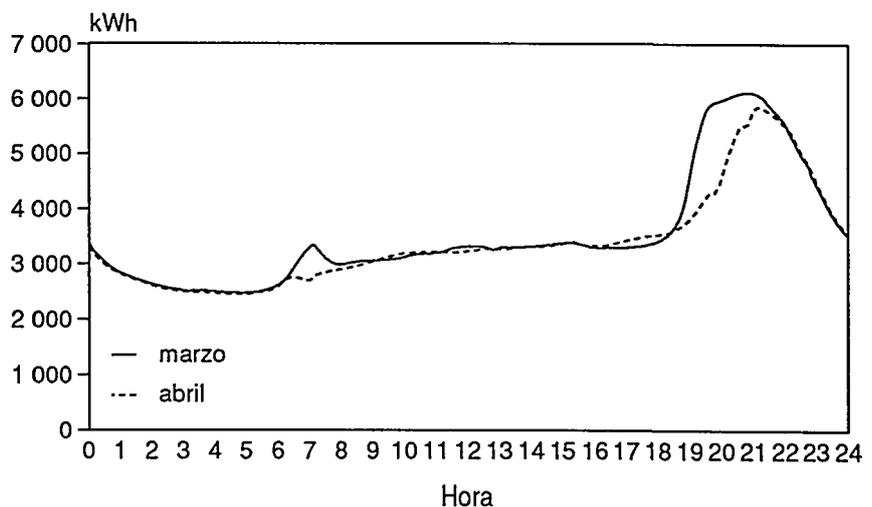
Los resultados arrojaron un rango de ahorro, en función de diversos escenarios, que variaba desde 0.82% hasta 1.1%.

Diseño del experimento

Para conocer en detalle el efecto en el consumo debido a la acción del horario de verano, se planteó una estrategia de análisis consistente en monitorear a diversos usuarios en el país y realizar un estudio detallado de los consumos de energía antes, durante y después de la implementación de tal medida.

El detalle de tal estrategia, así como la validación de la misma utilizando información del Cenace, ha sido publicada en diversos trabajos [Ramos Niembro, G. *et al.*, 1993; Ramos Niembro, G., 1993; Ramos Niembro, G. y Rodrigo Díaz, A., 1994; Ramos Niembro, G., 1996].

FIGURA 2
Alimentador Netzahualcóyotl.



consumo es el mismo; en las mañanas —debido a que en la ciudad de México se tiene una mayor oscuridad en el mes de abril que en el mes de marzo— los usuarios consumen más energía en iluminación artificial, pero sólo hasta la hora en que sale el sol, pues los que se levantan "antes de que salga el sol", seguirán utilizando la misma energía con y sin horario de verano; a lo largo del día, como el horario de verano no tiene ningún efecto, ambas curvas son idénticas; en el atardecer, donde se gana una hora más de iluminación

natural, los usuarios encienden las luces más tarde y, por ende, consumen menos; finalmente, los usuarios se acuestan a la misma hora y en forma escalonada, tal y como lo hacen sin el cambio de horario.

Es conveniente recordar que el pequeño consumo en exceso en las mañanas desaparece como a mediados de mayo, debido a que el sol ya sale más temprano.

Ahorro en demanda

Tomando también como ejemplo las

curvas de la figura 2, el ahorro en demanda se observa en las noches (la magnitud máxima en el mes de abril es menor a la de marzo). Esta situación se debe, sin duda, al cambio de hábitos; las personas no utilizan la iluminación artificial ni en la misma forma, ni con la misma intensidad.

Resultados obtenidos en consumo

Para evaluar el ahorro debido al horario de verano se utilizó información de dos fuentes: las mediciones puntuales en los 620 usuarios considerados en la campaña de medición (560 domésticos, 28 comerciales y 14 industriales) y la de los registros del Centro Nacional de Control de Energía (Cenace).

Sector doméstico

En las regiones donde el clima no impacta en el consumo, como es el caso del Distrito Federal (véase la figura 2), el ahorro obtenido por el horario de verano es la diferencia entre las áreas de las curvas de demanda en las horas donde tiene impacto el horario de verano; es decir, entre las 05:00 y las 09:00 horas, y entre las 18:00 y las 24:00 horas.

En el caso de ciudades donde el clima es caluroso se pueden presentar dos casos: en los meses donde se tiene un pequeño cambio de temperatura, llamémosle "caluroso benigno", es posible utilizar un modelo de regresión lineal para aislar el efecto de la temperatura; y cuando se trata de evaluar zonas con clima "caluroso extremo" donde el consumo puede variar hasta diez veces debido al uso del aire acondicionado, el estudio se realiza a través de diversas técnicas como el análisis espectral.

FIGURA 3
Ajuste en climas benignos.

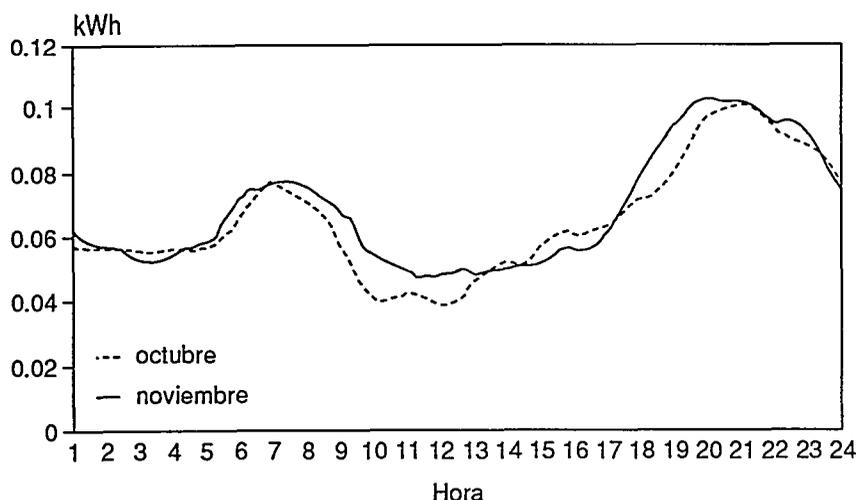


FIGURA 4
Ajuste en climas extremos.

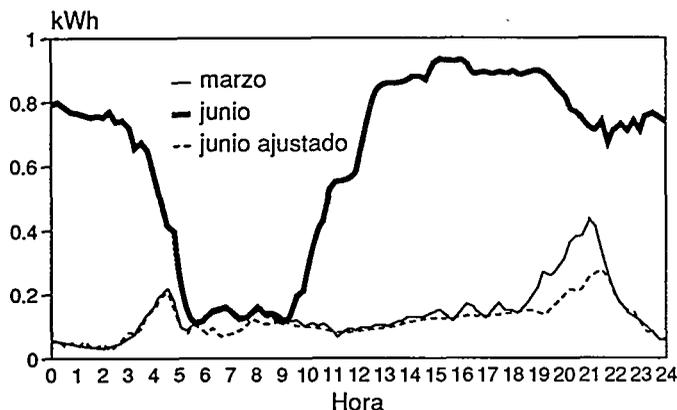
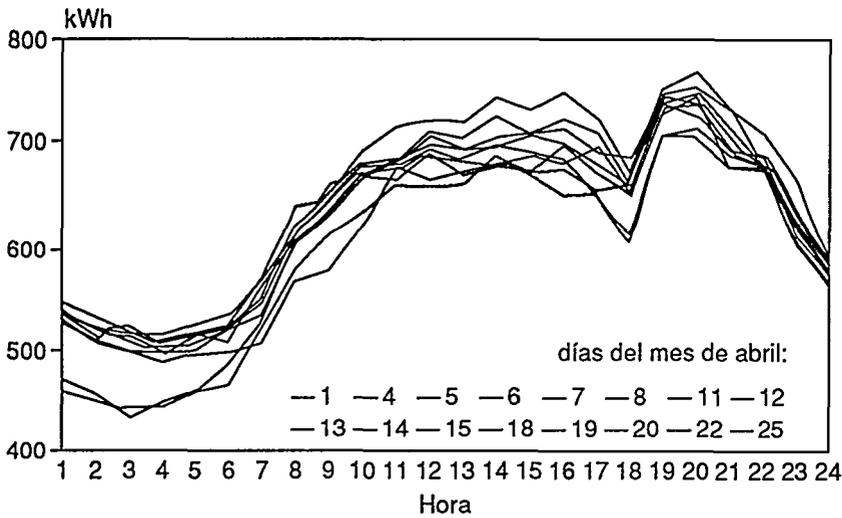


FIGURA 5
Efecto de la temperatura en la demanda de energía.



La figura 3 muestra el análisis comparativo en el caso de clima benigno, mientras que la figura 4 presenta el caso de clima extremo. La figura 5 es el ejemplo de cómo varía en climas extremos la demanda, día a día, debido al incremento en la temperatura.

En lo que respecta al efecto en el consumo en iluminación artificial dada la localización geográfica, la figura 6 muestra la diferencia entre dos grupos de usuarios del mismo rango de consumo, uno en Mérida, Yucatán, y otro en Ciudad Juárez, Chihuahua, cuya "diferencia geográfica" es de una hora de iluminación.

En conclusión, el ahorro de energía en consumo en los usuarios domésticos fue de 942 GWh, calculado con los datos del Cenace.

Los ahorros que se obtuvieron utilizando las mediciones puntuales se detallan en el cuadro 1, el cual muestra el ahorro por región representativa de la muestra y su extrapolación a cada estado, a través de una relación directa de ahorro *versus* número de usuarios.

Sector comercial

No se detectaron ahorros en el sector comercial. En las figuras 7, 8 y 9 se muestran casos típicos de usuarios comerciales.

La figura 7 es una tienda de departamentos que no modificó su horario de trabajo, por lo que su "perfil" de consumo es el mismo; la demanda sí varía, pero por el uso de aire acondicionado.

La figura 8 muestra a un usuario que amplió su horario de servicio a los clientes; es decir, abrió una hora más.

Finalmente, la figura 9 muestra el caso de un comercio con un techo parcialmente translúcido que en las tardes enciende las luces una hora después, con el ahorro correspondiente. El incremento en

FIGURA 6
Efecto de la localización geográfica.

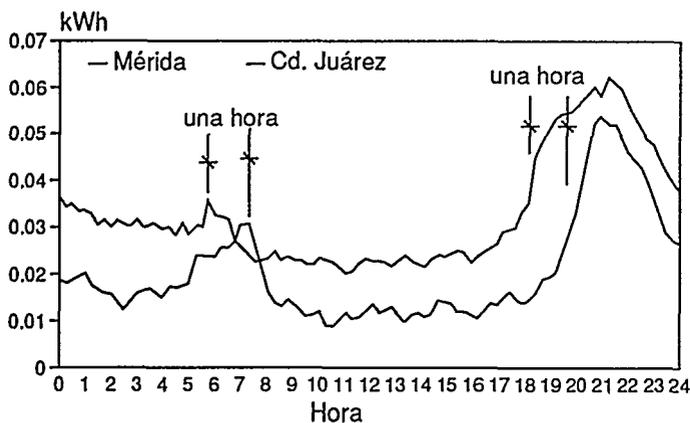
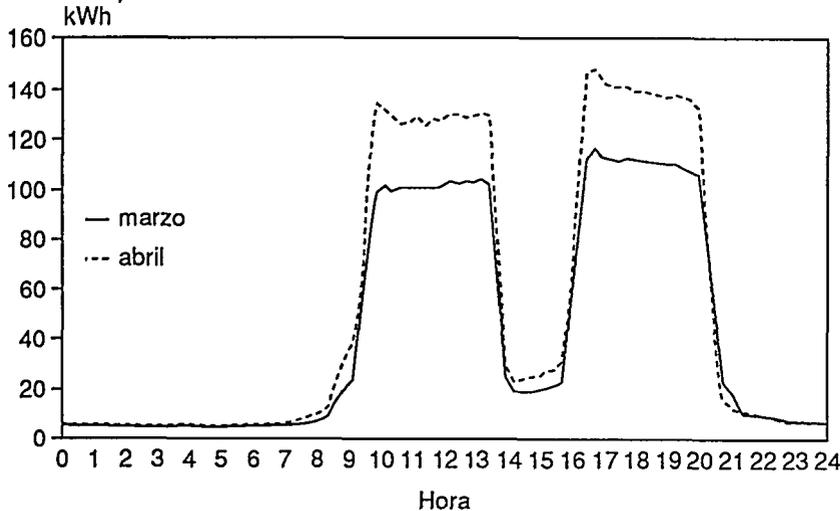


FIGURA 7
Comercio que no modificó su horario.



CUADRO 1
Ahorro promedio mensual total en kWh por estado.

Ciudad	Estados que representa	Número de usuarios domésticos parcial	Ahorro en kWh			
			total	por ciento	regional	por estado
Cd. Juárez Mérida	Chihuahua	611 770	611 770	100.0	22 482 544	22 482 544
	Yucatán	350 468		57.1		14 629 416
			611 035		25 620 693	
Guadalajara	Quintana Roo	139 980		22.6		5 790 276
	Campeche	120 587		20.3		5 201 001
	Jalisco	1 195 170		49.3		53 094 943
			2 426 716		107 697 653	
Puebla	Nayarit	190 260		7.8		8 400 417
	Colima	116 946		4.8		5 169 487
	Michoacán	751 538		30.9		33 278 575
	Aguascalientes	172 802		7.2		7 754 231
	Puebla	742 900		33.1		28 207 401
			2 246 145		85 218 735	
Monterrey	Morelos	308 104		13.7		11 674 967
	Guerrero	470 990		21.1		17 981 153
	Tlaxcala	163 516		7.2		6 135 749
	Norte de Veracruz	560 635		24.9		21 219 465
	Nuevo León	787 169		59.0		21 958 508
			1 332 539		37 217 810	
Hermosillo	Tamaulipas	545 370		41.0		15 259 302
	Sonora	454 731	454 731	5.77	23 873 374	23 873 374
Mexicali	Baja California	508 463	508 463	4.79	22 138 473	22 138 473
Coatzacoalcos	Sur de Veracruz	560 635		27.8		21 104 889
			2 012 108		75 916 834	
SLP	Tabasco	312 143		15.6		11 843 027
	Chiapas	542 104		26.9		20 421 629
	Oaxaca	597 226		29.7		22 547 299
	SLP	372 203		27.2		28 371 976
			1 369 600		104 308 736	
Torreón	Guanajuato	777 642		56.7		59 143 053
	Querétaro	219 755		16.1		16 793 707
	Coahuila	475 561		46.7		20 522 942
			1 017 512		43 946 343	
Culiacán	Durango	268 510		26.4		11 601 835
	Zacatecas	273 441		26.9		11 821 566
	Sinaloa	474 289		85.5		30 010 029
			554 669		35 099 449	
Distrito Federal	Baja California Sur	80 380		14.5		5 089 420
	Distrito Federal	2 174 630		49.4		99 210 131
			4 407 071		200 830 224	
Edo. de México	Hidalgo	1 882 016		42.7		85 754 506
	Hidalgo	350 425		7.9		15 865 587
			Totales: 17 552 358		784 350 868	

Nota: dado que para calcular el ahorro en el estado de Veracruz se consideraron las ciudades monitoreadas de Puebla y Coatzacoalcos, el ahorro total del estado es de 42 324 354 kWh al año.

la demanda se debe al uso de aire acondicionado.

Sector industrial

Las mediciones realizadas a los usuarios industriales permiten concluir que no existe un ahorro en el consumo de energía eléctrica debido al cambio de horario durante el verano.

En las figuras 10 y 11 se pueden observar dos casos, los cuales muestran el mismo consumo a lo largo del día durante los meses de marzo y abril. El primero es una empresa cementera, mientras que el segundo es la subestación Estrella del Transporte Colectivo Metro de la ciudad de México.

Resultados obtenidos en demanda

La acción del horario de verano en la demanda de energía es un aspecto muy importante, ya que impacta directamente en la capacidad instalada del sistema eléctrico. Estudios preliminares realizados en 1992, concluyeron que el ahorro podría alcanzar los 180 MW.

Se utilizó la información del Cenace que corresponde al sistema interconectado para hacer la evaluación de la reducción en demanda por el horario de verano.

Principio de evaluación

El principio de evaluación, mostrado en la figura 12, se basa en que el sistema tiene dos picos máximos, uno

FIGURA 8
Comercio que sí modificó su horario.

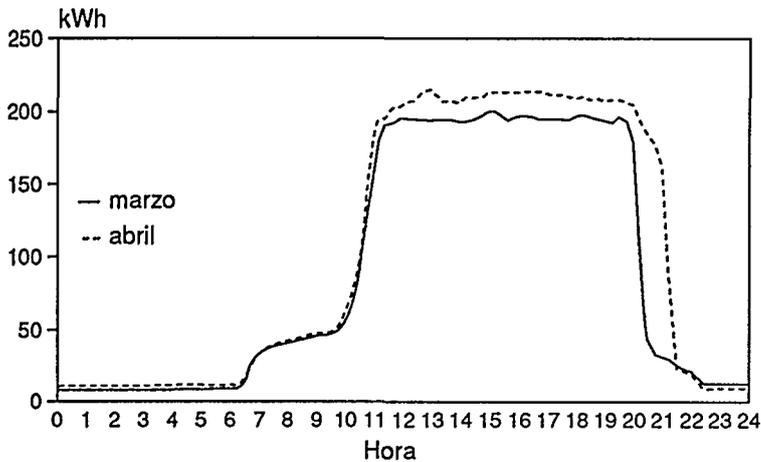
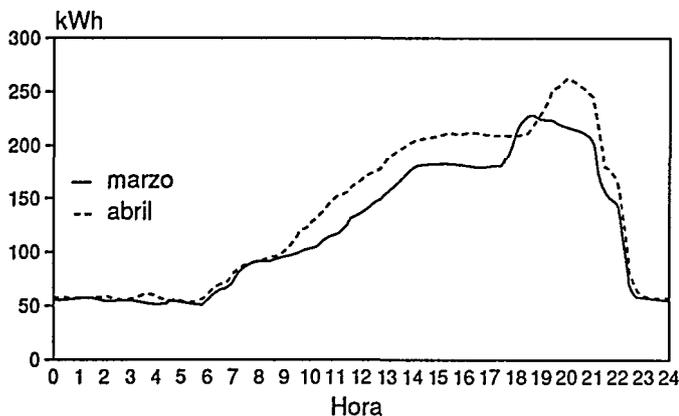


FIGURA 9
Comercio con ahorro de energía.



CUADRO 2
Reducción en demanda considerando que las ocho áreas estuvieran interconectadas, comparándola contra las seis áreas actualmente interconectadas.

Mes	Demanda (MW)		Disminución (MW)	
	Ocho áreas	Seis áreas	Ocho áreas	Seis áreas
Marzo	20 742	18 674		
Abril	19 824	17 851	918	823
Octubre	21 11	18 912		
Noviembre	21 746	19 600	631	688
<i>Demanda máxima</i>	<i>MWh</i>		<i>Fecha</i>	
Verano	19 694		12 de diciembre	
Invierno	19 853		23 de mayo	

generalmente en mayo (llamado pico de verano) y otro en el mes de noviembre o diciembre (llamado pico de invierno). Tradicionalmente el pico de verano ha sido mayor al de invierno y por primera vez en 1996 la demanda máxima no se dio en el mes de mayo sino en diciembre. Tal situación se atribuye a la acción del horario de verano.

En consecuencia, la reducción en demanda por la acción del cambio de horario de verano será la diferencia entre la demanda máxima que se hubiera tenido sin la acción del cambio de horario menos la demanda máxima de invierno.

Para obtener la demanda máxima que se hubiera tenido sin la acción del cambio de horario de verano se deben sumar la demanda máxima de mayo y la disminución de la demanda debido al nuevo horario. Esta última cantidad se determinó calculando los "escalones" obtenidos en las transiciones de marzo-abril y octubre-noviembre.

Resultados obtenidos

De los resultados obtenidos, las magnitudes en ambas transiciones (marzo-abril y octubre-noviembre) difieren. Las causas de tal variación se pueden atribuir al crecimiento de la planta productiva, a la demanda de la época del año y a los requerimientos de iluminación artificial diferentes por efectos del mes, entre otros factores. El cuadro 2 muestra los resultados obtenidos considerando ocho y seis áreas. La razón de lo anterior es que la CFE, para fines operativos, tiene ocho áreas (Baja California, Noroeste, Norte, Noreste, Occidente, Centro, Oriente y Peninsular), pero sólo seis de ellas están interconectadas actualmente (Baja California y Noreste son independientes). El objetivo de hacer el ejercicio de cálculo de las ocho áreas es saber

FIGURA 10
Usuario Industrial.

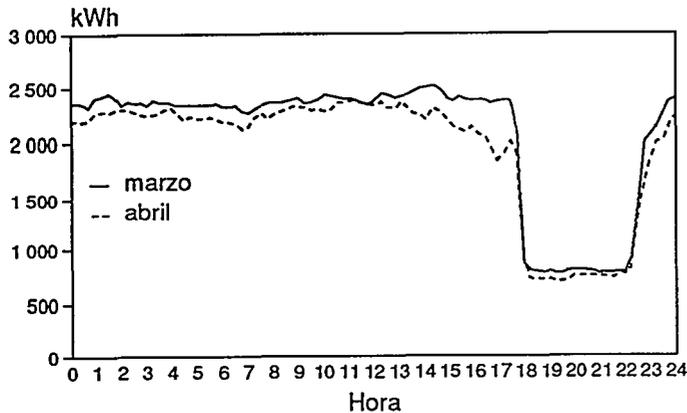


FIGURA 11
Subestación Metro Estrella.

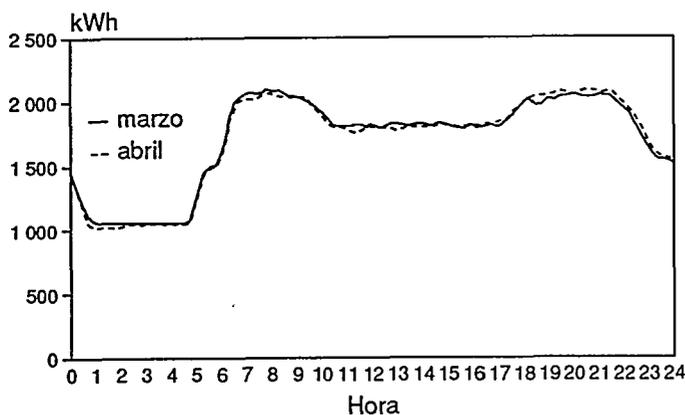
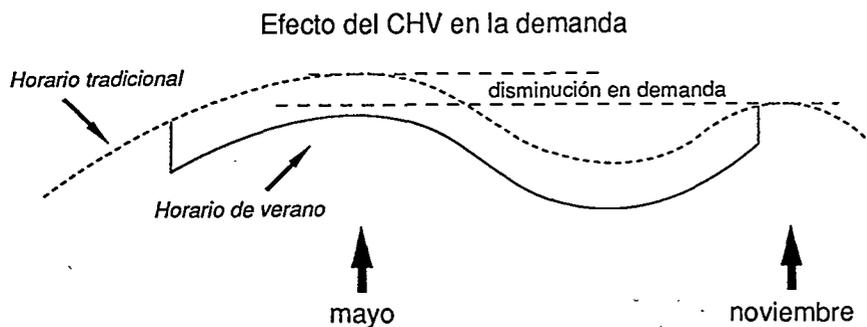


FIGURA 12
Principio de evaluación de ahorro en demanda.



cuál sería el ahorro si el sistema estuviera interconectado en su totalidad; sin embargo, para fines del análisis, sólo se deben tomar las seis áreas. En el mismo cuadro 2, en la parte inferior, se indican las demandas máximas en los picos de verano e invierno medidas por el Cenace.

Las figuras 13 y 14 muestran las comparaciones de las curvas de demanda en los meses de transición considerando las seis áreas del sistema interconectado.

A partir del caso real de seis áreas y los supuestos considerados anteriormente (la demanda máxima en mayo fue de 19 694 MW y en diciembre de 19 853 MW). En resumen, el ahorro en demanda por el horario de verano resulta ser de entre 529 MW y 664 MW.

La figura 15 muestra específicamente la curva de demanda real del sistema interconectado en el año de 1996 y cuál hubiera sido su curva sin la acción del cambio de horario. Los valores que se grafican corresponden a los valores de demanda máxima semanal durante todo el año.

Contaminantes

En el sentido y contexto de los ahorros presentados en consumo,

CUADRO 3

Reducción en contaminantes en las zonas de generación de energía eléctrica.

Contaminantes	Toneladas
Bióxido de azufre	17 460
Óxidos de nitrógeno	2 252
Partículas	1 190
Monóxido de carbono	154
Bióxido de carbono	743 454
Hidrocarburos	32
Total	764 542

FIGURA 13
Transición marzo-abril.

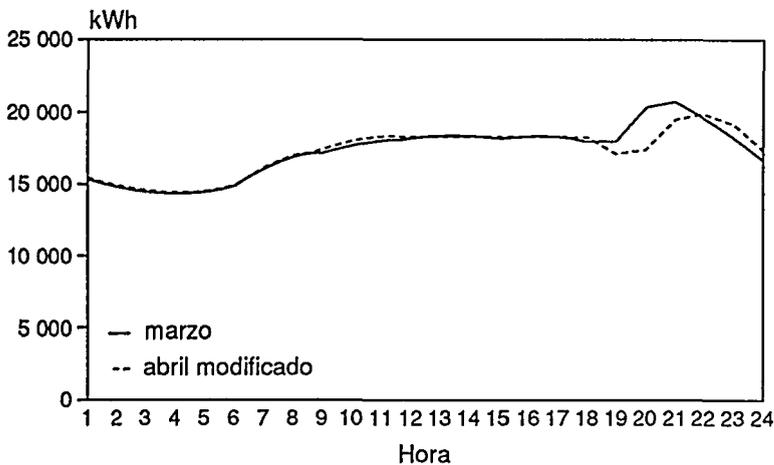


FIGURA 14
Transición octubre-noviembre.

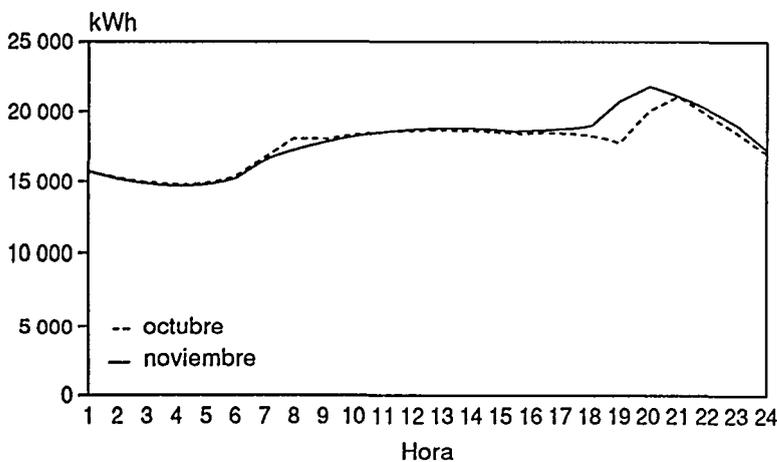
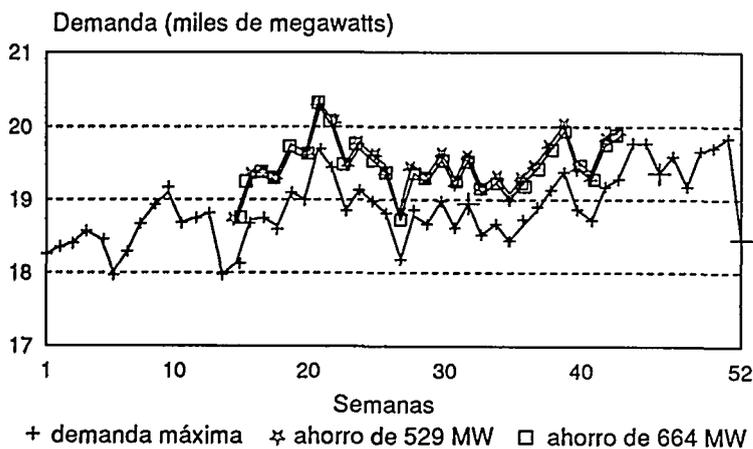


FIGURA 15
Demanda máxima semanal del sistema con y sin cambio de horario.



se tiene una disminución de 1.71 millones de barriles equivalentes de petróleo, lo cual representa una reducción considerable de contaminantes.

El detalle de los diferentes contaminantes evitados se presenta en el cuadro 3.

Conclusiones

Los propósitos que justificaron la implementación del horario de verano se han cumplido en términos generales y en algunos aspectos se han rebasado:

- El ahorro en consumo fue de 943 millones de kWh, equivalentes al 0.83% del consumo total anual de 1995. Los usuarios domésticos pagaron 463 millones de pesos menos.

- La demanda máxima disminuyó 529 MW, esto es 2.6% de la demanda máxima anual. Esta cifra se asemeja a una inversión del orden de los 4 200 millones de pesos.

- El ahorro estimado en combustibles es igual a 1.71 millones de barriles de petróleo.

El horario de verano ha sido una medida benéfica en todos los aspectos, por lo que al seguirse aplicando, cada año se alcanzarán los mismos beneficios.

Referencias

Beneficios potenciales en el sector residencial por el cambio de horario, reporte interno, Conae, 1992.

Cavalcante Fialho, Vicente *et al.*, *A implantação do horário de verão em caráter permanente no país*, Ministério das Minas e Energia, Brasil, reporte 392, 25 de marzo de 1988.

Covarrubias R., Rogelio, "El cambio de horario durante la época del verano en México", *Boletín IIE*, vol. 20, núm. 1, enero-febrero de 1996, pp. 3-10.

Dingel, John D. *et al.*, *A bill to promote energy conservation by providing for daylight saving time on an expanded basis, and other purposes*, Committee on Energy Commerce House of Representatives, Ninety-Seventh

Congress, serial núm. 97-61, 23 de junio de 1981.

Dirección Sectorial de Energía, *Evaluación de los resultados del cambio de hora*, Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas, Costa Rica, reporte s/n, 8 de marzo de 1991.

Ebersole, Nancy et al., *The year around daylight saving time study*, US Department of Transportation, reporte DOT-TSC-OST-74-11.1, junio de 1974.

Hillman, Mayer, *Time for change: setting clocks forward by one hour throughout the year*, Policy Studies Institute Report, 1993.

Ramos Niembro, Gaudencio, *Ahorros en consumo y demanda debido al cambio de horario, utilizando información del sistema eléctrico nacional (Cenace)*, informe IIE-10594-10, diciembre de 1996.

Ramos Niembro, Gaudencio, *An strategy to evaluate daylight saving time in Mexico*, 5th Alberta Exposition and Conference on Power Quality, Calgary, Alberta, Canadá, octubre de 1993.

Ramos Niembro, Gaudencio, "Metodología para la evaluación del ahorro de energía debido al cambio de horario durante la época del verano", *Boletín IIE*, vol. 20, núm. 1, enero-febrero de 1996, pp. 14-17.

Ramos Niembro, Gaudencio et al., *Ahorro de energía debido al cambio de horario de verano*, 12 reportes técnicos a la CFE-Fide bajo el proyecto 10202, 1993.

Ramos Niembro, Gaudencio et al., *Análisis del ahorro en usuarios domésticos debido al cambio de horario en el verano y pronóstico de ahorro para 1996*, informe IIE-10594-8, diciembre de 1996.

Ramos Niembro, Gaudencio et al., *Estimación del tiempo de uso de la energía eléctrica en iluminación artificial en los sectores residencial y comercial*, Conae, IIE, reporte del proyecto 10378, 1995.

Ramos Niembro, Gaudencio y Rodrigo Díaz A., *Mathematical model and computer system to evaluate the daylight saving time in Mexico: preliminary results*, 56th American Power Conference, Chicago, Illinois, Estados Unidos, abril de 1994.

Sada Gámiz, Jesús y Horacio Buitrón, *Bitácora para el cálculo del ahorro de energía eléctrica en iluminación artificial debido al cambio de horario en el verano*, CFE-PAESE, informe interno, 1992.

Sada Gámiz, Jesús y Horacio Buitrón S., "El horario de verano. México, 1996", *Revista Fide*, año 4, núm. 16, septiembre de 1995.

Treviño G., Mateo, "Programa nacional de ahorro de energía eléctrica para el periodo 1995-2000", *Boletín IIE*, vol. 20, núm. 1, enero-febrero de 1996, pp. 4-5.

GAUDENCIO RAMOS NIEMBRO

Obtuvo el título de ingeniero mecánico electricista del Instituto Tecnológico y de



Estudios Superiores de Monterrey (ITESM), campus Monterrey (1969) y la maestría y el doctorado en la especialidad de control automático en el Instituto Politécnico de Grenoble, Francia (1972 y 1975 respectivamente). Ingresó como investigador al IIE en 1978. Actualmente trabaja en la Unidad de Usos de la Energía Eléctrica. Ha publicado más de cincuenta trabajos en diversos foros nacionales e internacionales. Perteneció al Sistema Nacional de Investigadores y a la Academia Nacional de Ingeniería.

RODRIGO DÍAZ ACOSTA

Licenciado y maestro en antropología física por la Escuela Nacional de Antropología e Historia (ENAH) (1966) tiene el título de doctor en matemáticas por la Universidad de Minnesota, Estados Unidos (1972). Brinda asesoría externa al Instituto de Investigaciones Eléctricas.

RAÚL FISCAL ESCALANTE



Ingeniero industrial eléctrico egresado del Instituto Tecnológico de Durango (1982) y maestro en ingeniería eléctrica con opción en sistemas de potencia por el Instituto Tecnológico de la Laguna (1985). En 1985 ingresó al IIE en donde se ha desempeñado como investigador en diversas áreas, entre ellas, en el diseño de aislamiento de máquinas eléctricas rotatorias, en normas de eficiencia energética en equipos de aire

acondicionado y en administración de la demanda. Actualmente forma parte de la Unidad de Usos de la Energía Eléctrica.

CLAUDIA ALQUICIRA ESQUIVEL



Actuaria por la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) (1994) y asesora externa del Instituto de Investigaciones Eléctricas.

SERAFÍN MARTÍNEZ JARAMILLO



Actuario por la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) (1994) y asesor externo del Instituto de Investigaciones Eléctricas.

MARTÍN ROBERTO MAQUEDA ZAMORA



Ingeniero en electrónica egresado de la Universidad Autónoma Metropolitana (UAM), unidad Azcapotzalco (1990). Ingresó al IIE en 1990 donde actualmente es investigador de la Unidad de Usos de la Energía Eléctrica. Ha trabajado en diversos proyectos sobre instrumentación y control, y monitoreo de consumos eléctricos en usuarios de electricidad.

Automatización del modelado de redes hidráulicas con aplicación en simuladores para entrenamiento

Resumen

Edgardo Roldán y José Tavira

El modelado de redes hidráulicas es una tarea primordial dentro del desarrollo de simuladores para el entrenamiento de operadores. El contar con una herramienta automática que facilite la implantación de estos modelos en un simulador, sin que el usuario tenga que formular y programar su problema específico, representa un gran ahorro en tiempo y esfuerzo. En este artículo se presentan las generalidades de un programa computacional que permite caracterizar y probar modelos de redes hidráulicas. Se describe su interfaz gráfica; se resumen los principios en que se basan los seis tipos de modelos que el usuario puede elegir, y se presentan los resultados obtenidos.

Introducción

Un simulador de alcance total para entrenamiento en la operación de plantas generadoras de energía necesita de un conjunto de modelos matemáticos que representen los sistemas que componen a la planta de referencia. Muchos de estos sistemas tienen complejas redes de tuberías como parte esencial de su funcionamiento. El modelado de dichas redes es una parte fundamental del desarrollo de un simulador para entrenamiento. De acuerdo con Takana *et al.* (1991) y con la propia experiencia de la Unidad de Simulación del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), el modelado y la sintonización de los parámetros para que la respuesta dinámica del simulador sea similar a la de la planta representan las etapas más costosas en el desarrollo de un simulador. Esto enmarca la importancia de contar con una herramienta que permita facilitar el desarrollo de modelos de redes hidráulicas o redes de flujos y presiones (RFP).

En la Unidad de Simulación se desarrolló un modelo genérico de flujos y presiones (MGFP) que permite configurar, dar valor a los parámetros y simular cualquier red de tuberías, sin que el usuario tenga que

Un simulador de alcance total para entrenamiento en la operación de plantas generadoras de energía necesita de un conjunto de modelos matemáticos que representen los sistemas que componen a la planta de referencia. Muchos de estos sistemas tienen complejas redes de tuberías como parte esencial de su funcionamiento. El modelado de dichas redes es una parte fundamental del desarrollo de un simulador para entrenamiento.

formular y programar sus ecuaciones. En el diseño del MGFP se contempla una interfaz gráfica y seis diferentes maneras de modelar la RFP, las cuales actualmente están limitadas a operación de procesos isotérmicos y densidad constante.

Formulación de modelos de redes de flujos y presiones

Puede establecerse que una RFP está formada por accesorios, nodos y líneas. Los accesorios son los equipos que tiene la red como bombas, codos, válvulas, cambiadores de calor, turbinas, filtros, etcétera, que disminuyen o aumentan la presión del fluido que pasa a través de ellos. Los nodos pueden ser de dos tipos: los nodos externos representan los puntos de la red donde las presiones son conocidas en cualquier instante (normalmente están asociados con los equipos donde existe una acumulación de materia y

En la Unidad de Simulación se desarrolló un modelo genérico de flujos y presiones (MGFP) que permite configurar, dar valor a los parámetros y simular cualquier red de tuberías, sin que el usuario tenga que formular y programar sus ecuaciones. En el diseño del MGFP se contempla una interfaz gráfica y seis diferentes maneras de modelar la RFP, las cuales actualmente están limitadas a operación isotérmica y densidad constante.

El MGFP es una herramienta de gran utilidad en el desarrollo de simuladores para entrenamiento de operadores, ya que facilita las etapas de formulación y programación de las redes hidráulicas. Los seis modelos disponibles cubren las posibles necesidades de modelado para este tipo de aplicación. El modelo, una vez probado y ajustado, puede trasladarse fácilmente a la plataforma de cómputo en que resida el simulador.

energía). Estos nodos fijan las fronteras de la red a resolver y son fuentes o sumideros de flujo másico y energético. Ejemplos de éstos son los tanques de abastecimiento. En cambio, los nodos internos representan los puntos donde existe la unión o división de una o más corrientes de flujo másico como los cabezales de recolección o de distribución. Por último, las líneas representan la unión física de dos nodos (tuberías). Se dice que una línea está formada por una corriente cuando aquélla representa uno o más accesorios en serie que conecta(n) a dos nodos. Una línea está formada por subcorrientes cuando la unión entre los dos nodos contiene un arreglo de varias corrientes en paralelo.

El objetivo del modelo es "resolver la RFP", esto es, encontrar el valor de los flujos másicos en cada corriente y subcorriente de la red y el valor de la presión en cada nodo interno. Tales valores cambian con el tiempo si se modifica el valor de los parámetros operativos de la red (apertura de válvulas, velocidades angulares de las bombas, presiones de los nodos externos, entre otros).

La solución de una red se obtiene al resolver las ecuaciones de cantidad de movimiento planteadas para todas las corrientes y subcorrientes (en la dirección axial):

$$\rho \frac{\partial v}{\partial t} = - \frac{\partial P}{\partial x} - \frac{\partial T_{xx}}{\partial x} - \rho v_x \frac{\partial v_x}{\partial x} + \rho g_x \quad [1]$$

y las ecuaciones de continuidad para los nodos internos de la red:

$$\frac{dm}{dt} = \sum W_o - \sum W_s \quad [2]$$

donde ρ es la densidad del fluido, v es su velocidad, P es la presión, x es la dirección axial, T es el tensor de esfuerzos, g es la aceleración de la gravedad, m es la

masa en el nodo, W es el flujo másico, y los subíndices e y s denotan propiedades a la entrada y la salida, respectivamente.

Dependiendo de la manera de resolver el balance de cantidad de movimiento se dice que un modelo es inercial o resistivo.

Modelos inerciales

Estos modelos se basan en la discretización de la ecuación 1 aplicada en las líneas. Considerando que el flujo promedio en la línea es igual al flujo de salida se obtiene:

$$\frac{dW_s}{dt} = \frac{A}{L} \left[(W_o^2 - W_s^2) + (P_o - P_s) \frac{Y_w}{A} + g \rho (h_o - h_s) \right] \quad [3]$$

donde A es el área transversal al flujo, L es la longitud de la línea, h es la altura relativa con respecto a una referencia arbitraria, y Y_w son las fuerzas de fricción sobre el fluido. La ecuación 2 aplicada en los nodos y la ecuación 3 aplicada en las líneas, junto con las relaciones flujo-presión para cada uno de los accesorios de la red (que sustituyen a las fuerzas de fricción Y_w) forman un conjunto de ecuaciones diferenciales y algebraicas que representan a la RFP. Normalmente, este tipo de formulación resulta en un sistema "rígido" que sólo puede resolverse con métodos de integración explícitos empleando un paso de integración muy pequeño o por medio de métodos de integración implícitos (Porsching *et al.*, 1971). El uso de este tipo de modelos en simuladores para entrenamiento en la Unidad de Simulación ha sido muy limitado.

Modelos resistivos

Estos modelos tienen como principal característica el

considerar que la RFP siempre opera en estado estacionario en cada intervalo de tiempo; es decir, no existe acumulación en los nodos y las fuerzas que actúan sobre el fluido se estabilizan instantáneamente ante cualquier perturbación. Los términos de aceleración temporal y de aceleración espacial de la ecuación 1 se desprecian, así que si se discretiza dicha ecuación se obtiene:

$$A (P_e - P_s) - Y_w + A \rho g (h_e - h_s) = 0 \quad [4]$$

donde Y_w se relaciona con las pérdidas de carga primaria y secundaria de las tuberías y accesorios respectivamente. Por comodidad se considera que en los nodos internos no existen pérdidas de carga por fricción sino que todas éstas se concentran en los accesorios. En general, el término Y_w puede estimarse utilizando relaciones flujo-presión proporcionadas por los fabricantes de equipos. Por ejemplo, el comportamiento de una bomba centrífuga puede tipificarse de una manera adecuada con la relación:

$$P_s - P_e = k_1 \rho \omega^2 + k_2 \omega W + k_3 \frac{W^2}{\rho} \quad [5]$$

donde ω es la velocidad angular de la bomba y k_i son constantes características de la bomba. La ecuación 5 representa una válvula si los coeficientes k_1 y k_2 son nulos y si el coeficiente k_3 se relaciona con las características de la válvula. En ese caso, se tiene que:

$$P_s - P_e = \frac{1}{k A p^n} \frac{W^2}{\rho} \quad [6]$$

siendo $A p$ la fracción de apertura de la válvula, k su coeficiente de descarga y n un número real que establece su comportamiento característico. Esta misma ecuación se utiliza para representar accesorios con resistencia constante (por ejemplo codos) o variable al flujo (por ejemplo filtros que se ensucian de acuerdo con su tiempo de operación).

Para el caso de una turbina, la ecuación que representa su comportamiento se toma como:

$$P_e - P_s = \frac{1}{K_t} \left(\frac{P_s}{P_e} \right)^{-\alpha} W^2 \quad [7]$$

donde K_t y α son constantes ajustadas para representar la turbina de manera adecuada.

Por otra parte, la ecuación de continuidad se

considera en estado estacionario, es decir:

$$\sum W_e - \sum W_s = 0 \quad [8]$$

Entonces, la ecuación 8 junto con las ecuaciones 5, 6 y 7 aplicadas en cada accesorio forman un sistema de ecuaciones algebraicas no lineales simultáneas que representan la RFP. Si existe más de un accesorio en una corriente (con posibles subcorrientes), puede demostrarse que las ecuaciones 5, 6 y 7 de cada elemento pueden combinarse para encontrar una ecuación equivalente de la misma forma funcional que represente al total de accesorios conectados en serie y paralelo entre dos nodos (Berdón *et al.*, 1995). Este tipo de modelado ha demostrado ser adecuado para los simuladores de entrenamiento, según la experiencia adquirida en la Unidad de Simulación y, por lo tanto, es en el que se basa el MGFP.

Modelo genérico de flujos y presiones

Debido a la diversidad de condiciones de operación que pueden existir en una RFP, es común que el sistema matemático que lo modela presente discontinuidades, pobre escalamiento y matrices ralas. Para evitar estas dificultades, las ecuaciones que modelan la variación de los flujos y presiones a través de toda la red pueden plantearse y resolverse de diversas formas, ya sea "linealizando" las ecuaciones, localizando y eludiendo las discontinuidades o evitando los problemas mal condicionados por medio de un análisis topológico. Todos estos problemas fueron considerados al desarrollar el modelo genérico de flujos y presiones.

Una desventaja de los modelos resistivos se presenta cuando, durante la operación del sistema, una o más válvulas se cierran ($A p = 0$) de tal forma que la ecuación 6 tenga un coeficiente indeterminado. Esta situación provoca que, eventualmente, el sistema matemático no tenga solución. Esta indefinición matemática puede evitarse de dos maneras, ambas consideradas en el MGFP. En esta sección se describirán estos métodos y los seis diferentes enfoques de plantear y resolver el modelo de la RFP, los cuales se disponen para que el usuario escoja el más conveniente de acuerdo con sus requerimientos.

Modelo no lineal con topología fija

Este modelo evita la indefinición numérica mediante la adición de una constante numérica a dicha apertura, de modo que la ecuación para el cálculo del coeficiente de descarga es:

$$P_s - P_e = \frac{1}{k (Ap^n + Ap_{min.})} \frac{W^2}{\rho} \quad [9]$$

Considerando que el valor de la apertura Ap está entre cero y uno, normalmente el valor de la constante $Ap_{min.}$ es menor a 10^{-4} ; de tal forma, cuando las válvulas están cerradas, los flujos que se calculan a través de ellas son despreciables respecto a las demás corrientes de la red, por lo que afectan mínimamente a la solución global (condición de congruencia).

Las variables de flujo de la ecuación de continuidad (ecuación 8) en cada nodo pueden sustituirse por sus equivalentes utilizando las ecuaciones 5, 7 y 9 para obtener un sistema de ecuaciones algebraicas no lineales simultáneas, cuyo orden está definido por el número total de nodos internos. La solución se obtiene mediante el método de Newton-Raphson amortiguado con cálculo de jacobiano analítico o numérico y las variables de iteración son las presiones de los nodos internos. Después de calcular las presiones, los flujos se evalúan directamente por las ecuaciones 5, 7 y 9. Este método ha probado ser de gran utilidad y exactitud y una versión de él se encuentra implantado en el simulador de plantas termoeléctricas normalizadas (Tavira, 1994).

Analizador topológico

Los modelos restantes no utilizan la constante $Ap_{min.}$ para evitar la indeterminación del sistema sino que utilizan los servicios de un analizador topológico descrito con detalle por Roldán Villasana y Cásares (1995). El analizador topológico es una herramienta que permite conocer e interpretar la configuración de una RFP con el objetivo de resolver el sistema matemático de una manera eficiente evitando indeterminaciones numéricas. Este analizador lee, mediante un conjunto de matrices, la topología de la RFP; esto es, matrices que indican cuáles líneas conectan qué nodos, qué corrientes tienen subcorrientes y cuántas son, y qué accesorios hay en cada corriente o subcorriente.

Durante la ejecución de la sesión de simulación el analizador verifica en cada paso si debido a los cambios dinámicos (apertura y cierre de válvulas) existen corrientes o subcorrientes que no permiten el paso de flujo másico. En ese caso, el analizador detecta los nodos activos (aquellos a través de los cuales es factible que exista flujo) y de acuerdo con el modelo con que se esté trabajando adecua las ecuaciones a ser resueltas y calcula los coeficientes

equivalentes de las ecuaciones que representan a los accesorios en las líneas activas.

El analizador se diseñó para cumplir con las siguientes características: capturar la topología de la RFP de una manera sencilla y de fácil interpretación; ser capaz de trabajar con cualquier topología arbitraria de una RFP; trabajar con matrices reducidas para explotar la rareza de las matrices y ahorrar espacio en memoria, y ser de fácil programación.

En los modelos descritos en las siguientes subsecciones se utilizó el analizador topológico.

Modelo no lineal con topología variable

Este modelo utiliza las ecuaciones 5, 6, 7 y 8 aplicadas en los elementos activos de la RFP. En este caso se pueden calcular coeficientes equivalentes para un conjunto de accesorios en serie, por lo que habrá una ecuación para cada subcorriente de la red. El sistema de ecuaciones resultante está formado por las ecuaciones de flujo de cada subcorriente y las ecuaciones de balance de materia para cada nodo, por lo que las variables a resolver son tanto las presiones como los flujos. El sistema de ecuaciones se resuelve con el método iterativo de Newton-Raphson con un jacobiano analítico o numérico.

Este método tiene la ventaja de que no es necesario utilizar información retrasada (del tiempo anterior), lo que proporciona una mayor exactitud en los resultados, comparados con el modelo de topología fija en transitorios específicos.

Modelo temporal lineal en flujo con topología variable

Este modelo hace uso de la ecuación 8, pero utiliza las ecuaciones 5, 6 y 7 de una manera particular. Las ecuaciones para modelar cada accesorio se obtienen al dividir la dependencia cuadrática del flujo en una contribución del flujo actual y otra del flujo de una iteración anterior. Por ejemplo, para el caso de la ecuación 5 se tiene:

$$P_s - P_e = k_1 \rho \omega^2 + k_2 \omega W + k_3 \frac{|W_{i-1}| W}{\rho} \quad [10]$$

donde el subíndice $i-1$ indica que el flujo corresponde al cálculo de la iteración anterior. Las ecuaciones 6 y 7 pueden plantearse de una manera similar. Entonces, si W_{i-1} se toma como valor conocido se puede plantear un sistema de ecuaciones lineales cuyas incógnitas son

las presiones en cada uno de los nodos. Al usar el analizador topológico, el orden del sistema de ecuaciones lo define el número de nodos activos. El modelo se reduce a la solución de un sistema de ecuaciones lineales cuyo resultado se encuentra a través de un algoritmo de descomposición Gaussiana (LU). El rango de aplicación del modelo es completo, ya que su respuesta está basada en la formulación cuadrática, y la respuesta dinámica es básicamente la misma.

Modelo temporal lineal en presión con topología variable

Este método se basa en la linealización de las ecuaciones mediante el truncamiento de los términos no lineales al expandir la ecuación de flujo por series de Taylor. Así, el incremento de presión se divide en una contribución lineal de la diferencia de presión actual y otra no lineal de la calculada en la iteración anterior. Por ejemplo, para la linealización de la ecuación 6 respecto a la presión, se toman como variables dependientes las presiones a la entrada y salida de la válvula. Con esto se obtiene:

$$W = \frac{\rho k A p^n}{2} \left[\frac{(P_e - P_s)_{i-1}}{(P_e - P_s)_{i-1}} + \frac{(P_e - P_s)}{(P_e - P_s)_{i-1}} \right] \quad [11]$$

Se puede aplicar el mismo método de linealización a las ecuaciones 5 y 7 para ser sustituidas en la ecuación 8 y obtener un sistema lineal. El método de solución y las propiedades de este modelo son los mismos del modelo temporal lineal en flujo con topología variable.

Modelo lineal con topología variable

Este modelo se basa en la linealización directa de las ecuaciones 5, 6 y 7. Para el caso de las bombas, (ecuación 5), la ecuación linealizada toma la siguiente forma (con $k_2 = 0$):

$$P_s - P_e = k_1 \rho \omega^2 + k_3' \frac{W}{\rho} \quad [12]$$

La constante k_1 tiene el mismo valor en un modelo cuadrático que en este modelo lineal. Ello significa que en un diagrama flujo-presión ambos modelos tienen la misma ordenada al origen. El valor de k_3' se calcula de tal manera que en ambos modelos coincida el punto de operación

nominal de acuerdo con la figura 1. Roldán Villasana *et al.* (1996) presentan el planteamiento de este modelo en forma detallada. El orden del sistema de ecuaciones lo define el número de nodos activos. El sistema lineal resultante se resuelve por medio de una transformación LU.

Es claro que el rango de aplicación del modelo es limitado. En el caso de simuladores de entrenamiento se recomienda el uso de este modelo en sistemas de emergencia que tienen básicamente dos puntos de operación: fuera de servicio y trabajo en condiciones nominales.

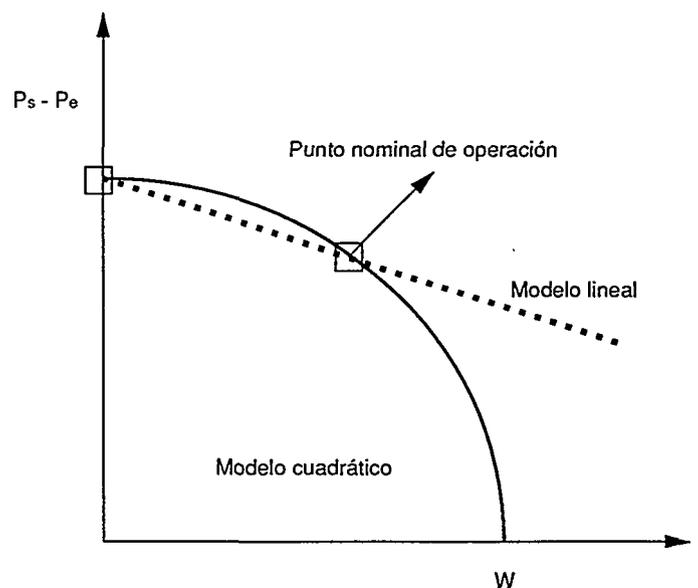
Modelo lineal por zonas con topología variable

La característica fundamental de este modelo es que las funciones no lineales de las relaciones flujo-presión para cada accesorio se reemplazan por un conjunto de líneas rectas, cada una representada por:

$$\Delta P = m W + b \quad [13]$$

donde ΔP es la diferencia entre las presiones de salida y entrada del accesorio, m es la pendiente de la recta y b es la ordenada al origen. Por ejemplo, para el caso de las bombas, (ecuación 5), la curva real podría representarse por las cuatro líneas rectas que se

FIGURA 1
Comparación gráfica de la ecuación de la bomba centrífuga para los modelos cuadrático y lineal.



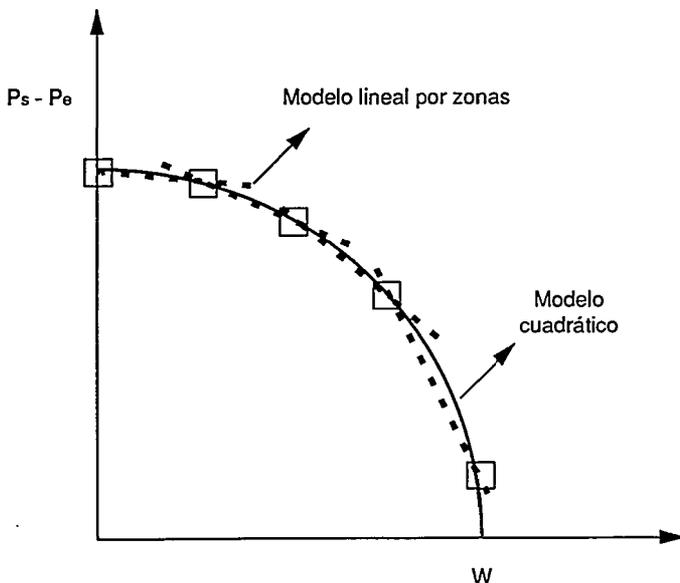
muestran en la figura 2. El modelo divide a la curva real de cualquier accesorio en cualquier número nr de líneas rectas de acuerdo con la especificación que dé el usuario.

El orden del sistema de ecuaciones lineales a resolver es igual al número de nodos activos. Aunque se requiere un método iterativo para encontrar la recta adecuada para la aproximación, no se han encontrado problemas con este modelo. Su rango de aplicación puede llegar a ser el mismo que el de cualquier modelo no lineal. Un prototipo de este modelo (no genérico, con tres rectas fijas) está implantado en el simulador de la central nucleoelectrónica Laguna Verde (Zorrilla *et al.*, 1995).

Interfaz gráfica

Todos los modelos descritos están programados en Fortran 77 y pueden ser configurados (definición de la topología y de los parámetros de los equipos) mediante archivos de datos con un formato predefinido. El programa da acceso a estos archivos una vez, al iniciar la sesión de simulación. Aunque el formato se diseñó para que fuera de fácil entendimiento, se consideró que era más conveniente contar con una interfaz gráfica que permitiera al usuario una interacción amigable con el programa.

FIGURA 2
Comparación gráfica de la ecuación de la bomba centrífuga para los modelos cuadrático y lineal por zonas.



Para tal fin se escogió el programa comercial *VisSim para Windows* (1994) para que sirviera como interfaz gráfica y, a la vez, que se aprovechara su ambiente de simulación.

Con el fin de facilitar las interacciones *Usuario-VisSim-MGFP* se creó un programa maestro (foto 1) en Pascal Borland *Delphi 1* (1995), el cual cuenta con ayuda en línea y permite llevar a cabo las siguientes acciones:

- a) Crear una configuración nueva de una RFP. Esta opción abre el ambiente de *VisSim* y presenta una plantilla con los íconos disponibles. La foto 2 muestra una parte de una RFP en *VisSim*.
- b) Modificar una RFP existente, es decir, agregar o eliminar equipos, con lo cual se modifica su topología.
- c) Traducir la RFP de *VisSim* para ponerla en el formato requerido por los programas Fortran del MGFP. Esta traducción verifica si el diagrama que construyó el usuario es correcto, es decir, que no haya corrientes sin nodos en sus extremos, que la numeración de nodos y corrientes sea continua, etcétera. Para hacer esta traducción fue necesario crear un programa que

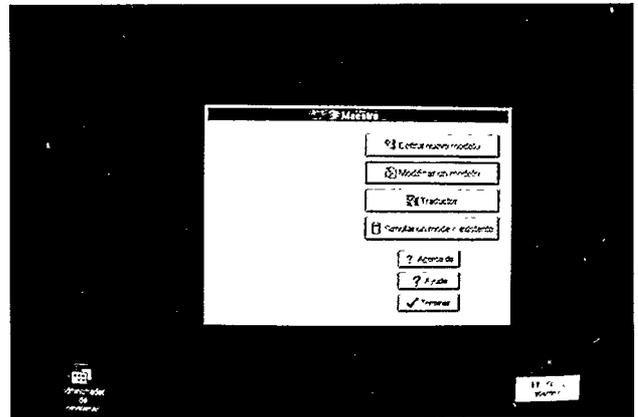


Foto 1. Programa maestro del MGFP.

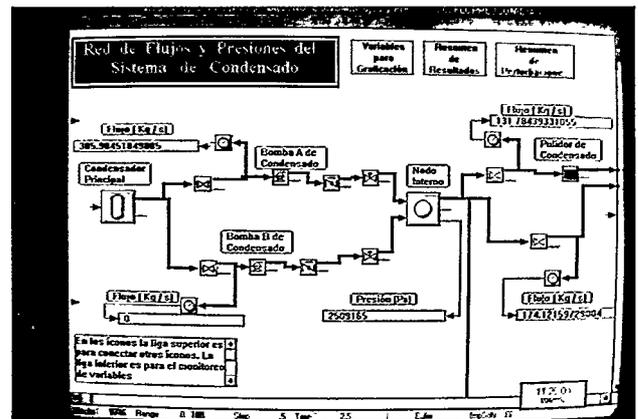


Foto 2. Vista parcial de una RFP en *VisiSim*.

permitiera interpretar los comandos del archivo en que *VisSim* guarda los datos una vez que un gráfico ha sido creado en su ambiente. Para esto se dedujeron las reglas con que *VisSim* crea sus archivos y se creó una serie de procedimientos para identificar los íconos que pertenecen a una RFP (Jiménez, 1996).

d) Simular una RFP mediante el ambiente de *VisSim*. En la foto 3 se presenta la pantalla inicial del programa.

Roldán Villasana *et al.* (1996) describen con mayor detalle la configuración y funcionamiento de cada parte del programa.

Durante una sesión de simulación y con las herramientas de *VisSim*, el usuario define los parámetros generales de la simulación, los parámetros particulares de la RFP (tipo de modelo, método de solución, frecuencia de tabulación de los resultados y variables a tabular, entre otros) y los parámetros particulares de cada componente de la RFP, por ejemplo en la foto 4 se muestra la pantalla que permite dar valor a los parámetros de una bomba. El usuario se mueve a través de las opciones del programa mediante pantallas, de acuerdo con el ambiente de *VisSim*. Dentro de este ambiente se presentan las gráficas de los flujos y presiones del sistema, así como de los parámetros operativos. El programa escribe en archivos ASCII las tabulaciones que el usuario define.

Resultados

El sistema que se usó como base para las pruebas fue el sistema de condensado del simulador de la central termoeléctrica Manzanillo II (figura 3). Su elección se debió a que incluye la mayoría de los tipos de equipo definidos en el genérico de flujos y presiones, y dada su topología presenta arreglos de equipos en serie, en paralelo e incluso flujo inverso. El conjunto completo de pruebas realizadas a los seis modelos puede consultarse en Tavira (1995). A manera de ejemplo, la figura 4 describe el comportamiento del flujo de condensado al degasificador, durante el proceso de aumento de carga de 0 a 100% para cuatro de los modelos. Los modelos que se muestran son el modelo lineal (mod. 1); el modelo lineal por zonas, usando tres rectas (mod. 2); el modelo cuadrático con topología variable (mod. 5); el modelo cuadrático con topología fija (mod. 6). Con el fin de validar los resultados de cada uno de ellos, también se grafican los valores obtenidos de pruebas semejantes realizadas en el simulador de la central termoeléctrica Manzanillo II (Termos II) del Centro de Adiestramiento de Operadores de Ixtapantongo. El modelo que se tiene

en este simulador es del tipo cuadrático de topología fija que incluye variaciones de densidad por efecto de temperatura y presión. Según se observa, los modelos 5 y 6 se estabilizan al mismo valor obtenido en el Termos II (sus gráficas se enciman en toda la prueba). Los modelos 1 y 2 presentan una mayor desviación con respecto al resultado final, pero mientras que para el primero es la mejor aproximación posible, los resultados del segundo pueden mejorarse si se aumenta el número de rectas del modelo. Nótese que para estas pruebas se utilizan rampas para abrir las válvulas (de descarga y flujo mínimo), mientras que en el Termos II se usan los esquemas de control lógico y analógico correspondientes, de ahí la diferencia en comportamiento que se observa antes de la estabilización del sistema.

Conclusiones

El MGFP es una herramienta de gran utilidad en el desarrollo de simuladores para entrenamiento de operadores, ya que facilita las etapas de formulación y

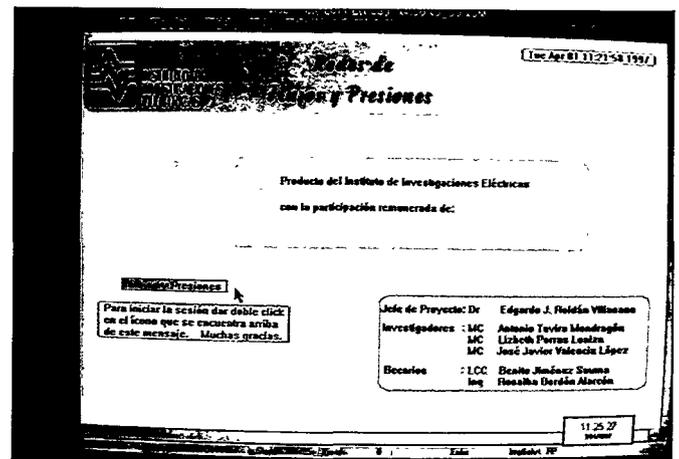


Foto 3. Interfaz de entrada para simular una RFP.

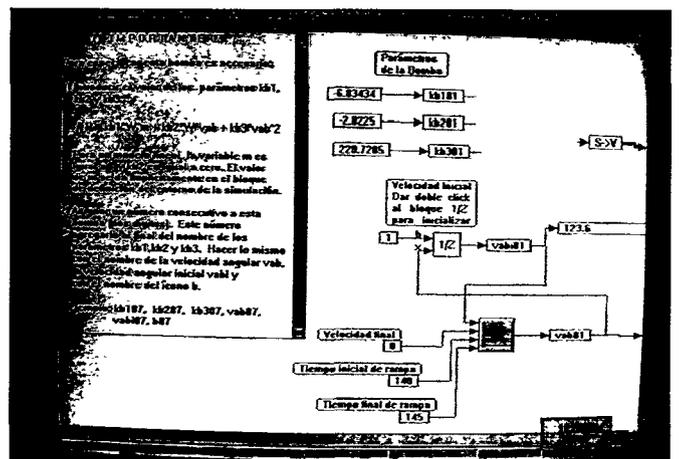


Foto 4. Parametrización de una bomba.

FIGURA 3
Sistema de condensado de una central termoeléctrica normalizada.

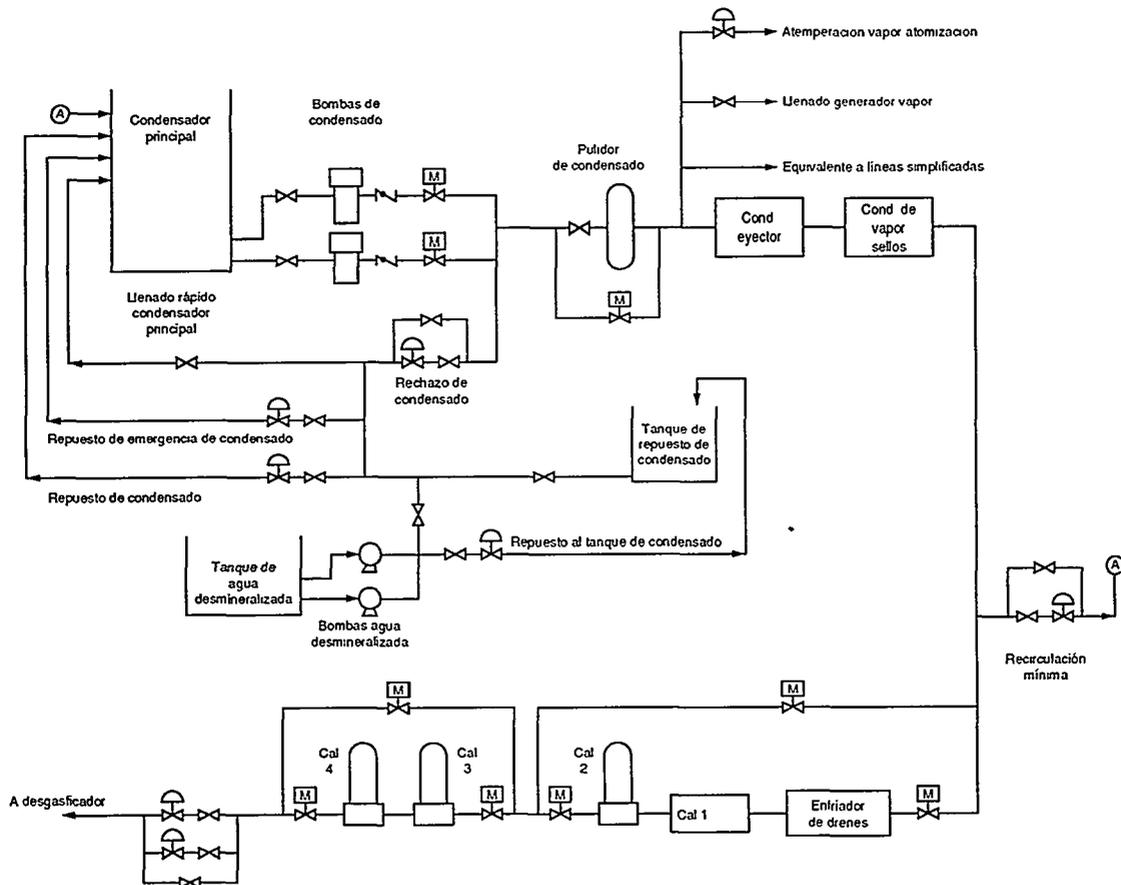
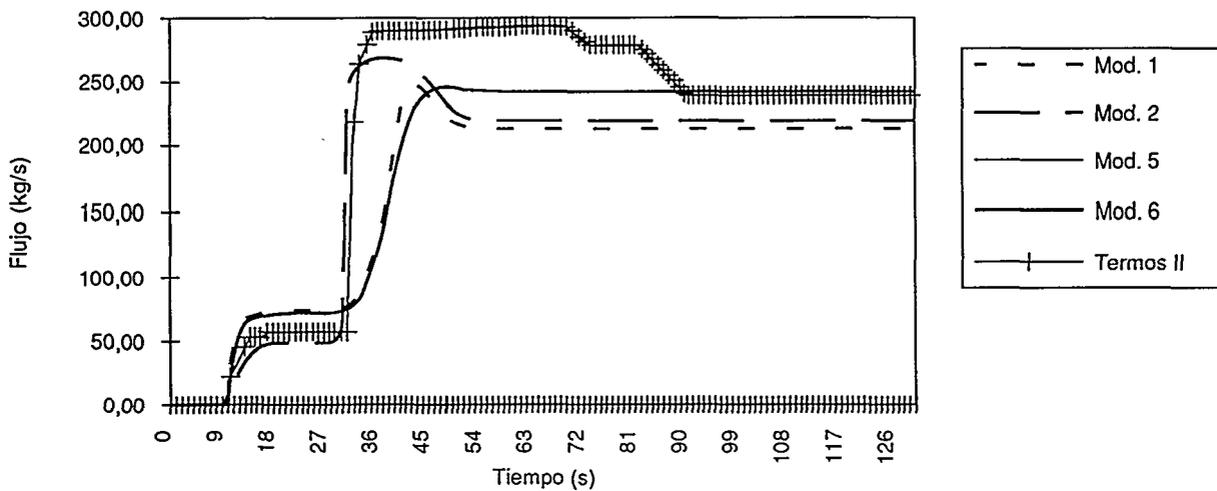


FIGURA 4
Flujo de condensado al desgasificador.



programación de las redes hidráulicas. Los seis modelos disponibles cubren las posibles necesidades de modelado para este tipo de aplicación. El modelo, una vez probado y ajustado, puede trasladarse fácilmente a la plataforma de cómputo en que resida el simulador.

Como marco de prueba se utilizó el sistema de condensado de la central termoeléctrica de Manzanillo II. Los resultados alcanzados se validaron con los obtenidos en el simulador de la central citada del Centro de Adiestramiento de Operadores de Ixtapantongo, lográndose en la mayoría de los casos resultados favorables, de acuerdo con las limitaciones de cada método de solución.

El objetivo final es que estos modelos se implanten en los nuevos simuladores desarrollados por la Unidad de Simulación, razón por la cual actualmente se está ampliando su rango de aplicación con el fin de que consideren variaciones de densidad y operación no isotérmica.

Referencias

Berdón, R., E. Roldán, J. Tavira y J. Valencia, *Formulación y programación del modelo y análisis dinámico y estructural*, proyecto 10103, actividades 3.3.1 a 3.3.6, versión 1.0, documento interno, IIE, México, 1995.

Borland delphi for windows, user's guide, Borland International Inc., Estados Unidos, 1995.

Jiménez Sauma, B. S., *Interfaz de simulación y parametrización de sistemas de flujos y presiones*, tesis de licenciatura en ciencias de la computación, Universidad Autónoma de Yucatán, Facultad de Matemáticas, 1996.

Porsching, T., J. Murphy y J. Redfield, "Stable numerical integration of conservation equations for hydraulic networks" *Nuclear Science and Engineering*, vol. 43, 1971, pp. 218-225.

Roldán Villasana, E. J. y M. Cásares Coss y León, *A generic model to solve flow and pressure hydraulic networks*, Summer Computer Simulation Conference, Ottawa, Canadá, julio de 1995.

Roldán Villasana, E. J., B. Jiménez, R. Berdón y G. Porras, *Flow and pressure networks simulation under VisSim graphic interphase*, 1996 SCS Simulation Multiconference, Nueva Orleans, Estados Unidos, abril de 1996.

Takana, S. T. et al., *Middle-sized operator training simulator for coal-fired power plant*, EPRI, 1991.

Tavira Mondragón, J. A., *Formulación del módulo genérico V2 (flujos y presiones)*, actividad M18DIV2, versión 2, documento interno, Simex Integración de Sistemas (ahora en propiedad del IIE), México, 1994.

Tavira Mondragón, J. A., *Aplicación del modelo genérico al sistema de condensado de una central termoeléctrica normalizada*, proyecto 10103, actividad 12, versión 1.0, documento interno, IIE, México, 1995.

VisSim, versión 1.5, Visual Solutions Inc., Estados Unidos, 1994.

Zorrilla Arena, J., E. Quintero Mármol y E. J. Roldán Villasana, *Modeling the steam condensing mode on a BWR*, IFAC Symposium on Control of Power Plants and Power Systems, vol. 2, Cancún, México, diciembre de 1995, pp. 239-244.

EDGARDO JAVIER ROLDÁN VILLASANA



Terminó sus estudios de licenciatura en ingeniería química en la Universidad Autónoma Metropolitana (UAM) en 1980, año en que ingresó al IIE a la Unidad de Simulación. Finalizó su maestría en ingeniería química en

la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) en 1987. En 1992 recibió el grado de doctor otorgado por The University of Manchester, Institute of Science and Technology (UMIST), Gran Bretaña. Su trabajo ha consistido básicamente en el modelado y simulación de procesos de los simuladores para entrenamiento de operadores desarrollados por la Unidad de Simulación. Ha dictado diversas cátedras en UMIST, en el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey (ITESM), campus Morelos y en la Universidad Autónoma del Estado de Morelos (UAEM), donde colaboró para la reestructuración del programa de estudios de la maestría en ingeniería química. Ha escrito artículos técnicos y educativos publicados tanto en revistas nacionales e internacionales como en diversos foros. Pertenece al Sistema Nacional de Investigadores desde 1987.

JOSÉ ANTONIO TAVIRA MONDRAGÓN



Ingeniero químico por la Universidad Autónoma Metropolitana (UAM) (1982), donde posteriormente terminó la maestría en ingeniería química (1985). De 1984 a 1986 trabajó como investigador en

el Departamento de Simulación del IIE en el área de modelos dentro del proyecto del simulador de la central nucleoelectrónica Laguna Verde. De 1986 a 1989 fue candidato a investigador nacional. De 1986 a 1994 trabajó en Sidetec Electrónica y Simex, participando como jefe de grupo y del área de modelos en el Simulador de Ingenios Azucareros y en el de la central termoeléctrica Manzanillo II. Ha impartido clases en licenciatura y maestría en la Universidad Autónoma del Estado de Morelos (UAEM) en donde en 1996 fue nombrado por los alumnos de licenciatura de ingeniería química como el mejor catedrático. En 1995 se reincorporó a la Unidad de Simulación del IIE, donde ha colaborado en proyectos de infraestructura y de mantenimiento a los modelos del simulador de la central termoeléctrica Manzanillo II.



PROGRAMA DE ADIESTRAMIENTO EN INVESTIGACIÓN TECNOLÓGICA



El Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) invita a los recién egresados de licenciaturas en ingeniería y ciencias básicas a participar en su programa de Adiestramiento en Investigación Tecnológica (AIT).

El objetivo de este programa es captar a los mejores egresados de diversas instituciones de educación superior de nuestro país que tengan interés en desarrollarse en el campo de la investigación aplicada, con la finalidad de formarlos como futuros investigadores.

Como parte de su programa, los becarios desarrollarán un proyecto de investigación y participarán en un programa de capacitación relacionado con la metodología de la investigación tecnológica.

PRINCIPALES CARRERAS DE QUELINDAS

Ingeniería eléctrica, mecánica, química, electrónica y comunicaciones, sistemas computacionales, civil, informática, matemáticas aplicadas y otras.

CARACTERÍSTICAS

- El programa tiene una duración de seis meses.
- Las fechas de inicio son en los meses de marzo y septiembre de cada año.
- El programa se desarrolla en las instalaciones del IIE en la ciudad de Cuernavaca, Morelos.

REQUISITOS DE INGLÉS

- Promedio mínimo de 9/10.
- Historial académico de excelencia.
- Recién titulado o estar en trámites finales de titulación (ya sea por tesis o por promedio).
- Ser mexicano.
- Edad máxima de 27 años.

PRINCIPALES BENEFICIOS

- Laboratorios y equipos de cómputo asociados a su programa.
- Beca económica.
- Seguro de gastos médicos.
- Diploma y constancia al término satisfactorio del programa.
- Posibilidad de contratación como investigador al término de su estancia.

MAYORES INFORMES

Instituto de Investigaciones Eléctricas
Departamento de Desarrollo Profesional
Avenida Reforma 113, colonia Palmira, CP 62490 Temixco, Morelos, México.
Teléfono (73) 18 38 11, extensión 7161, fax (73) 18 26 28,
correo electrónico: becas@iie.org.mx,
página en Internet: <http://www.iie.org.mx>

Estimación de curvas características de producción de pozos geotérmicos y de permeabilidades de formaciones rocosas a partir de una sola medición flujo másico-presión-entalpía (W-P-h) a boca de pozo

Resumen

Sara L. Moya y Alfonso Aragón

La metodología propuesta que se describe a continuación [Moya *et al.*, 1995d; Moya *et al.*, 1996; Moya *et al.*, 1997a, 1997b y 1997c] simplifica la construcción de curvas características de producción de pozos geotérmicos y de su productividad térmica asociada al requerir sólo una medición de flujo másico-presión-entalpía (W-P-h) a boca de pozo. Es por tanto una alternativa ecológica, técnica y económicamente más factible. Por otra parte, la metodología también permite diagnosticar el valor de la permeabilidad absoluta de la formación rocosa en la zona de alimentación al pozo. Esta permeabilidad se determina usualmente a partir de pruebas de presión a fondo de pozo que en algunos casos son difíciles de interpretar. La permeabilidad inferida mediante la metodología propuesta representa una herramienta complementaria a estas pruebas de campo y a las mediciones de laboratorio sobre núcleos de perforación.

Introducción

La perforación de un pozo geotérmico tiene por objeto la

explotación del yacimiento (medio roca-fluido) a través de la puesta en producción del pozo para generación de energía eléctrica. Esta explotación, bajo un criterio razonado, conduce a la optimización de los recursos geotérmicos. Para ello se recurre a la medición en campo de la denominada curva característica de producción de un pozo geotérmico (o curva de salida) que es un reflejo de las condiciones termofísicas del yacimiento en la región circundante al pozo en su estrato de alimentación. La curva característica relaciona la presión y el flujo másico del fluido producido para una cierta etapa de la vida productiva del pozo y es particular para cada pozo. Para medir en campo la curva característica de un pozo geotérmico (desarrollo), es necesario desconectar el pozo desde la planta de generación de energía eléctrica para efectuar las mediciones de la presión del pozo a diferentes aperturas de la válvula que controla el flujo del fluido producido. Cada medición requiere que las condiciones de la producción se estabilicen, por lo que un desarrollo riguroso completo de un pozo geotérmico puede

La perforación de un pozo geotérmico tiene por objeto la explotación del yacimiento (medio roca-fluido) a través de la puesta en producción del pozo para generación de energía eléctrica. Esta explotación, bajo un criterio razonado, conduce a la optimización de los recursos geotérmicos. Para ello se recurre a la medición en campo de la denominada curva característica de producción de un pozo geotérmico (o curva de salida) que es un reflejo de las condiciones termofísicas del yacimiento en la región circundante al pozo en su estrato de alimentación.

involucrar un tiempo aproximado de entre uno a dos meses, con la consiguiente merma económica. En algunas ocasiones se sacrifica la calidad y cantidad de las mediciones de campo por la urgencia de conectar nuevamente el pozo a la planta de generación. La metodología propuesta simplifica la construcción de esta curva característica.

Metodología

La metodología propuesta requiere una medición (W-P-h) a boca de

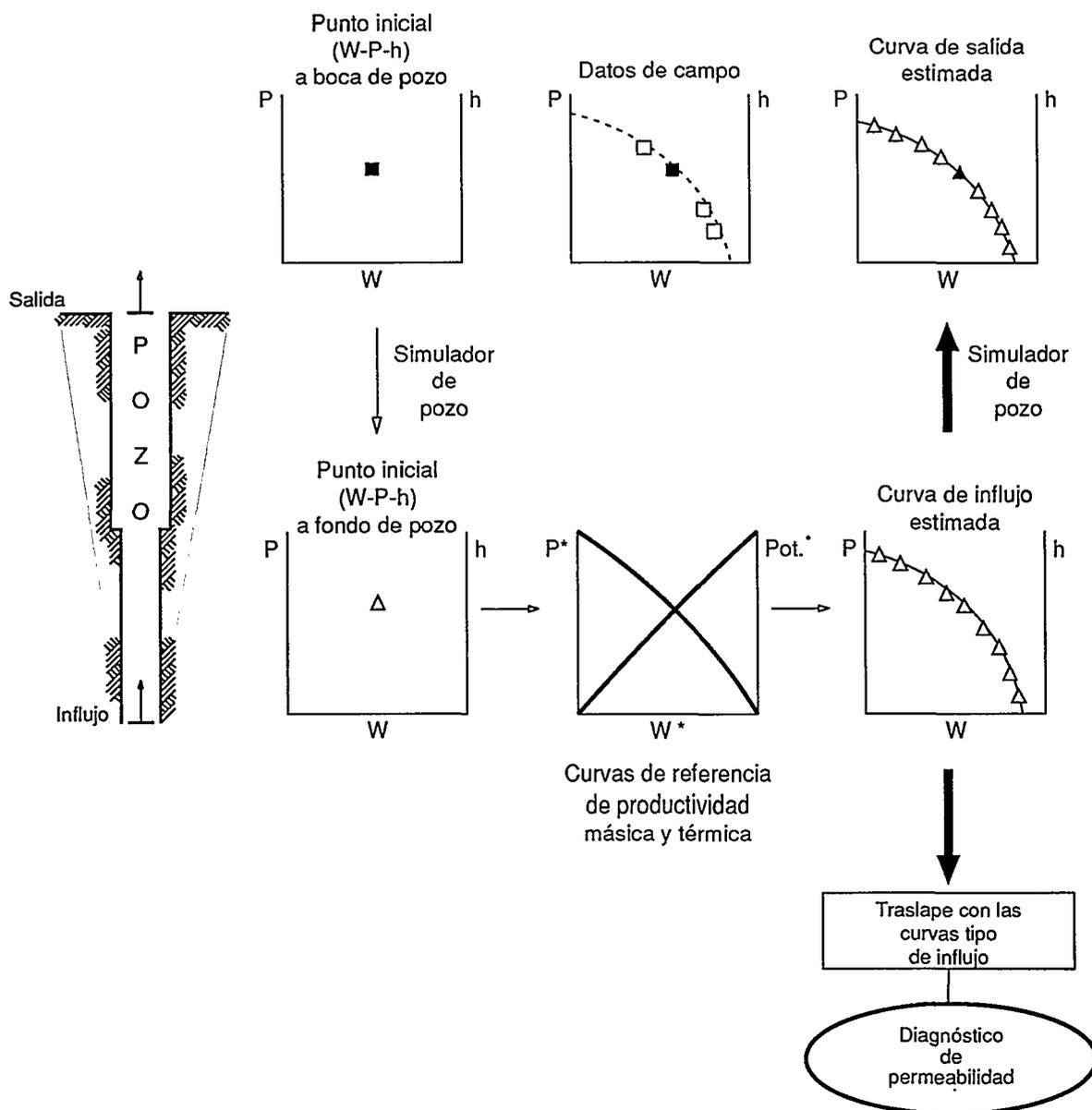
Cada medición requiere que las condiciones de la producción se establezcan, por lo que un desarrollo riguroso completo de un pozo geotérmico puede involucrar un tiempo aproximado de entre uno a dos meses, con la consiguiente merma económica. En algunas ocasiones se sacrifica la calidad y cantidad de las mediciones de campo por la urgencia de conectar nuevamente el pozo a la planta de generación.

pozo y el conocimiento de la curva de influjo del pozo geotérmico (figura 1), esto tanto para la estimación de la curva característica de producción del pozo como para la estimación de la permeabilidad de la formación rocosa en la zona de alimentación. Además, para la estimación de la permeabilidad de la formación rocosa, la metodología

La metodología propuesta simplifica la construcción de curvas características de producción de pozos geotérmicos y de su productividad térmica asociada, al requerir sólo una medición de flujo másico-presión-entalpía (W-P-h) a boca de pozo. Es por tanto una alternativa ecológica, técnica y económicamente más factible.

FIGURA 1

Metodología para la estimación de curvas características de producción de pozos geotérmicos (curvas de salida) y de permeabilidades de formaciones rocosas en las zonas de influjo.



Uno de los aspectos más relevantes de esta metodología es que no es necesario medir en campo la curva de flujo del pozo geotérmico. El empleo de dos curvas de referencia adimensionales permite la construcción de esta curva independientemente del yacimiento geotérmico considerado.

Estimación de la curva de flujo de un pozo geotérmico

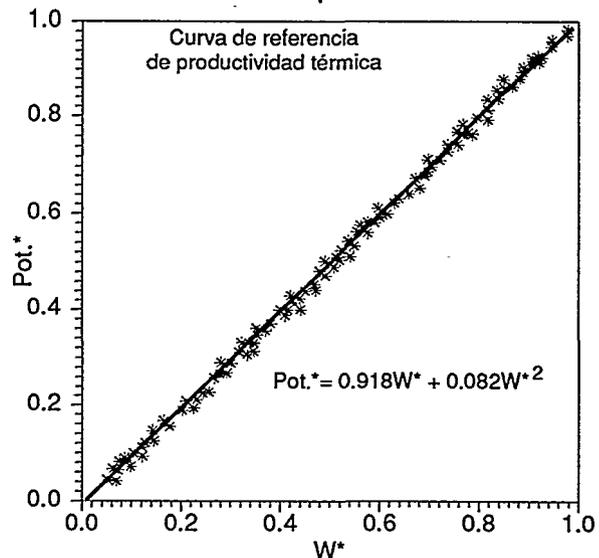
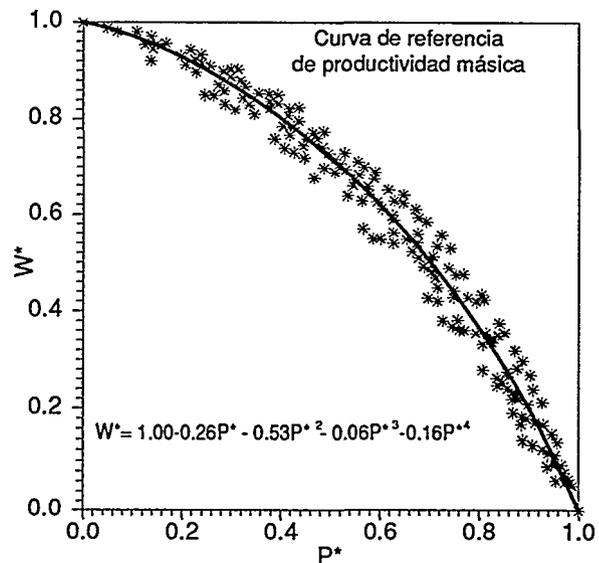
El parámetro de escalamiento de todos los valores de flujo másico (W) involucrados en las curvas de referencia adimensionales (figura 2), es el valor del flujo másico máximo posible para cada pozo ($W_{m\acute{a}x.}$), esto es, $W^* = W/W_{m\acute{a}x.}$. El parámetro de

La estimación de la permeabilidad mediante la metodología propuesta requiere la superposición de la curva de flujo del pozo con curvas tipo de flujo geotérmico. Cada curva tipo muestra en comportamiento particular que depende precisamente de los parámetros termofísicos del yacimiento.

requiere el empleo de curvas tipo de flujo geotérmico. La curva de flujo de un pozo geotérmico es la curva característica a fondo de pozo, es decir, la relación W-P del fluido geotérmico en la intercara yacimiento-pozo.

Uno de los aspectos más relevantes de esta metodología es que no es necesario medir en campo la curva de flujo del pozo geotérmico. El empleo de dos curvas de referencia adimensionales del comportamiento de flujo (figura 2), una para productividad másica y otra para productividad térmica, permite calcular la curva de flujo completa de un pozo dado, independientemente del yacimiento geotérmico considerado. Para esto se requiere un solo dato (W-P-h) a fondo de pozo que puede medirse o calcularse mediante un simulador de pozos geotérmicos a partir de una medición (W-P-h) a boca de pozo [(W-P-h)₀]. La curva de flujo de un pozo geotérmico es entonces de gran utilidad tanto para la estimación de la curva característica de producción del pozo (curva de salida) como para la estimación de la permeabilidad de la formación rocosa en la zona de alimentación del mismo (zona de flujo) y no requiere medirse en campo. En otras palabras, la metodología propuesta sólo requiere la medición (W-P-h)₀ y el empleo de las curvas de referencia adimensionales del comportamiento de flujo [Moya, 1994; Moya et al., 1995c].

FIGURA 2
Curvas de referencia adimensionales del comportamiento de flujo para la estimación de curvas de flujo de pozos geotérmicos.



$$P^* = \frac{P}{P_{est.}}, \quad W^* = \frac{W}{W_{m\acute{a}x.}}, \quad Pot.^* = \frac{Pot.}{Pot._{m\acute{a}x.}}, \quad Pot. = Wh$$

escalamiento para todos los valores de presión fluente P es el valor de la presión estática del yacimiento en la zona de alimentación al pozo $P_{est.}$, esto es, $P^* = P/P_{est.}$. El parámetro $P_{est.}$ es medido o inferido de manera regular en los campos geotérmicos. Conocidos $P_{est.}$ y $(W-P-h)$ a fondo de pozo (usualmente calculado a partir de $(W-P-h)_0$) se conforma un valor inicial de presión adimensional P^* con el cual, mediante la curva de referencia de productividad másica, se establece el valor respectivo de W y después, mediante la curva de referencia de productividad térmica, el valor respectivo de la potencia térmica adimensional Pot^* . ($=Pot./Pot_{máx.}$). La potencia térmica $Pot.$ es el producto del flujo másico y la entalpía específica del fluido [$Pot.=(W)(h)$].

Con los valores así determinados de los parámetros $W_{máx.}$ y $Pot_{máx.}$ es posible generar, mediante las correlaciones de las curvas de referencia, una serie de valores de presión y entalpía (P, h) a fondo de pozo, correspondientes a un rango preestablecido de flujos másicos (W), desde 0 hasta $W_{máx.}$, conformando de esta manera la curva de influjo completa del pozo considerado.

Estimación de la curva característica de producción del pozo

Cada tripleta $(W-P-h)$ de la curva de influjo calculada se establece como "la entrada" de un simulador de pozos para calcular las tripletas respectivas $(W-P-h)$ a boca de pozo. Esto da como resultado la curva característica de producción del pozo (curva de salida) y su correspondiente curva de potencia térmica (relación $W-Pot$ a boca de pozo). Las curvas de salida y de potencia térmica así estimadas pueden entonces ser comparadas

con las medidas directamente en campo (desarrollos) para el proceso de validación de la metodología.

Estimación de la permeabilidad de la formación rocosa en la zona de alimentación

La estimación de la permeabilidad de la formación rocosa en la zona de alimentación al pozo mediante la metodología propuesta requiere la superposición (traslape) de la curva de influjo del pozo con curvas tipo de influjo geotérmico. Cada curva tipo muestra un comportamiento particular que depende precisamente de los parámetros termofísicos del yacimiento (medio roca-fluido). Las curvas tipo de influjo disponibles hasta la actualidad son las mostradas en la figura 3, que comprenden permeabilidades absolutas de 10 y 100 mD; permeabilidades relativas del tipo Corey y del tipo lineal, y porcentajes de masa producida acumulada (fluido producido) de 5, 10, 15, 20, 25 y 35%. Las condiciones iniciales del yacimiento consideradas son 250 y 350°C con 0.5% en masa de CO_2 , 7 y 4 bar de presión parcial de CO_2 , respectivamente. Las propiedades termofísicas restantes fueron consideradas constantes: porosidad (10%), densidad (2 700 kg/cm³), conductividad térmica (2 W/m°C) y calor específico (1 000 J/kg°C). Las curvas tipo de influjo se obtuvieron [Moya, 1994; Moya *et al.*, 1995c] mediante el simulador de yacimientos BIOX [Moya, 1994; Moya e Iglesias, 1995b] que incluye una ecuación de estado para el sistema binario H_2O-CO_2 [Moya e Iglesias, 1992; Moya, 1994; Moya *et al.*, 1995a] válida hasta 350°C y 500 bar.

Las curvas tipo de influjo en forma adimensional dieron origen a las dos curvas de referencia propuestas [Moya, 1994; Moya *et al.*, 1995c].

Aplicación de la metodología a diversos pozos geotérmicos

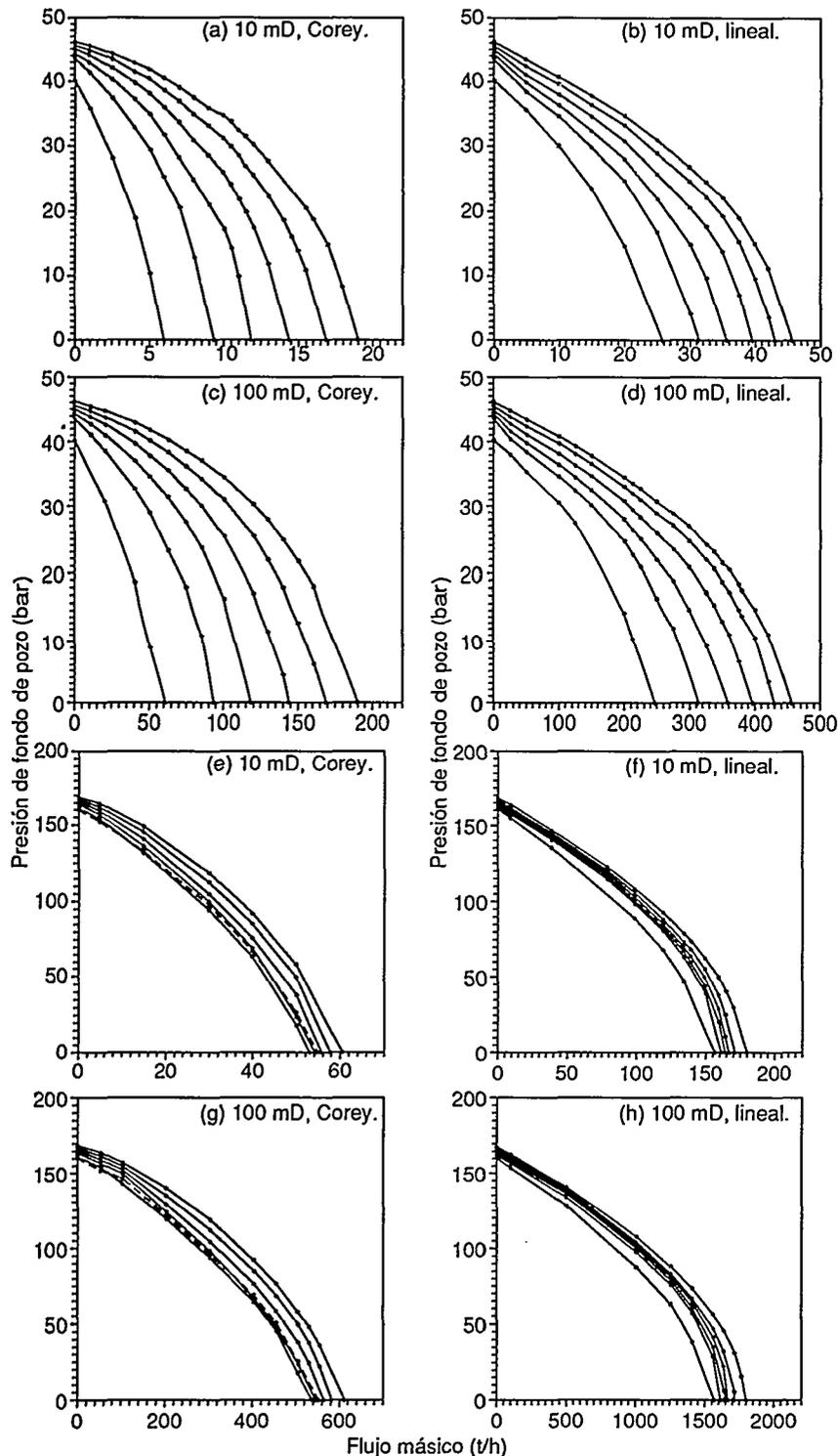
Para mostrar la aplicabilidad de la metodología (figura 1), tanto para la estimación de curvas características de producción de pozos geotérmicos como para la estimación de las permeabilidades de las formaciones rocosas en las respectivas zonas de alimentación, se consideraron puntos iniciales $(W-P-h)_0$ de desarrollos previos de los pozos Az-6, Az-18, Az-26, Az-33, Az-36 y Az-37 del campo geotérmico Los Azufres, en Michoacán. Estos pozos cubren la gama de pozos de alta (Az-6), mediana (Az-18) y baja (Az-26) calidad de vapor, así como de pozos afectados por la reinyección de fluido en pozos cercanos (Az-33 y Az-36) o por probables recargas de agua fría (Az-26). Asimismo, cubren la gama de diferentes estratos de alimentación (diferentes profundidades de los pozos) y un amplio rango de temperaturas de alimentación del fluido geotérmico. Por otra parte, todos estos pozos presentan la problemática inherente de un campo geotérmico fracturado como es el campo de Los Azufres.

Estimación de curvas características de producción

Las figuras 4-9 muestran las curvas características de producción estimadas con la metodología propuesta para los pozos Az-6, 18, 26, 33, 36 y 37, respectivamente, junto con las correspondientes curvas estimadas de productividad térmica y de entalpía específica. Cada una de estas curvas es comparada con los datos de campo que conforman el desarrollo correspondiente. En cada figura se incluyen los valores estimados de los parámetros $W_{máx.}$, $Pot_{máx.}$ y $h_{máx.}$ y se indica con una flecha el punto

FIGURA 3

Curvas tipo de injeción para yacimientos geotérmicos (a-d para 250°C y 50 bar), (e-h para 350°C y 170 bar).



inicial $(W-P-h)_0$ del desarrollo correspondiente a partir del cual se calcularon las curvas estimadas.

Las desviaciones encontradas entre las curvas estimadas y los datos de campo son mínimas, considerando la incertidumbre de los datos de campo. La incertidumbre es mayor para el pozo Az-18 especialmente en el primer dato de entalpía, repercutiendo en los valores estimados de presión y potencia térmica correspondientes. Por otra parte, los datos de campo para los pozos Az-33 y Az-36 no cubren el rango completo de flujos másicos. No obstante, la comparación en general es buena y las curvas estimadas de productividad térmica y de entalpía específica presentan desviaciones menores que las curvas estimadas de productividad másica respectivas (curvas características de producción). Las desviaciones para la potencia térmica y la entalpía específica producidas son del orden del 3%, excepto en el primer punto del pozo Az-18 cuyo valor de campo de la entalpía específica es demasiado bajo. Las desviaciones globales (en el rango completo de flujos másicos) para las curvas características son del orden de 5% para el pozo Az-6; 9% para los pozos Az-26, Az-36 y Az-37; 12% para el pozo Az-33, y 18% para el pozo Az-18. Las mayores desviaciones se presentan en la región de flujos másicos elevados a causa de los efectos turbulentos. Esta región representa aproximadamente el 8% del rango total de flujos másicos (desde 0 hasta $W_{máx.}$). Las desviaciones encontradas, sin considerar la región de efectos turbulentos, son menores del 5% en todos los pozos, exceptuando el pozo Az-18 cuya desviación es del orden del 10%.

Un análisis detallado de sensibilidad de la metodología al

FIGURA 4
Curvas estimadas para el pozo Az-6 (desarrollo de dic. 79),
 $P_{est.}$: 50 bar, (W-P-h), {43 t/h-20.7 bar-2 700 kJ/kg}.

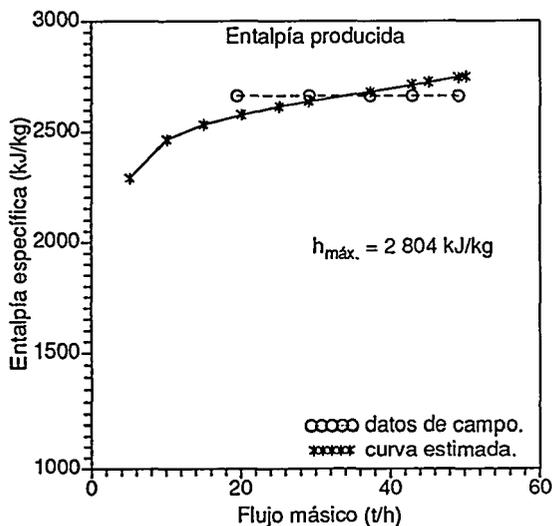
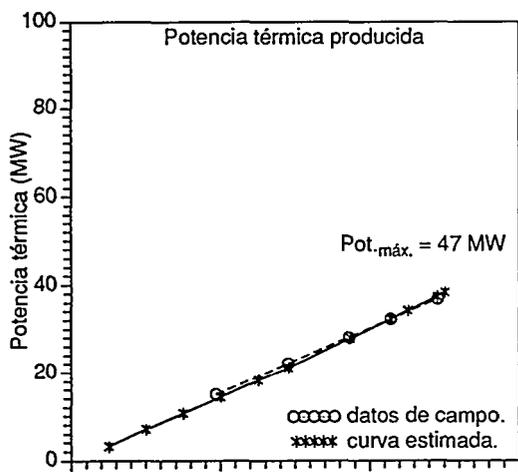
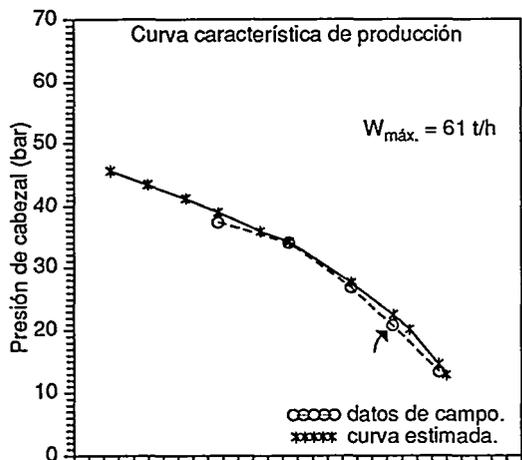


FIGURA 5
Curvas estimadas para el pozo Az-18 (desarrollo de nov. 84),
 $P_{est.}$: 58 bar, (W-P-h), {151 t/h-10.2 bar-1 712 kJ/kg}.

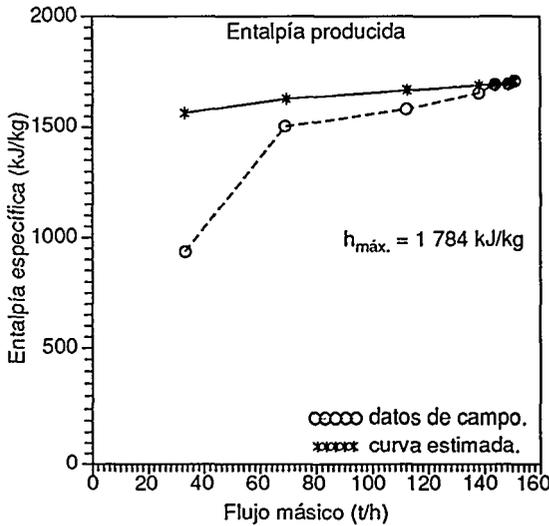
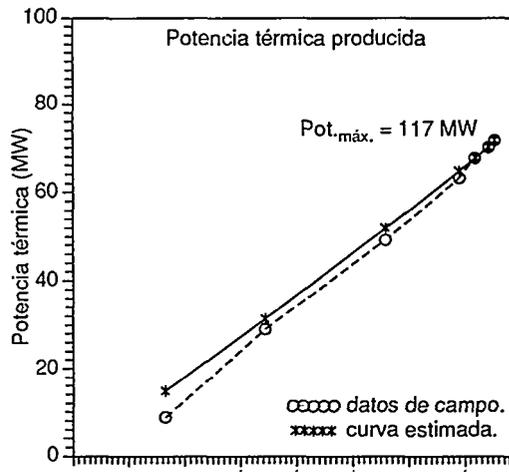
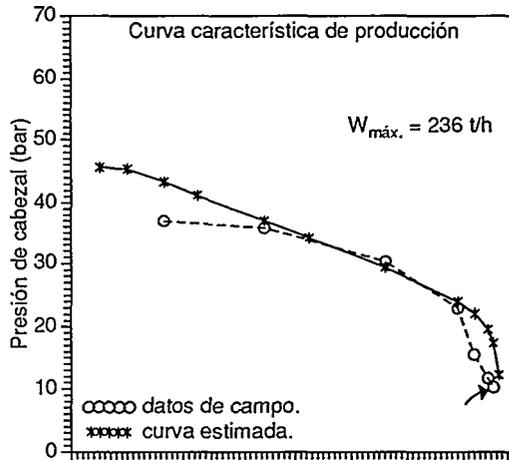


FIGURA 6

Curvas estimadas para el pozo Az-26 (desarrollo de mzo. 85),
 $P_{est.}$: 49 bar, (W-P-h)º {97 t/h-22 bar-1 181 kJ/kg}.

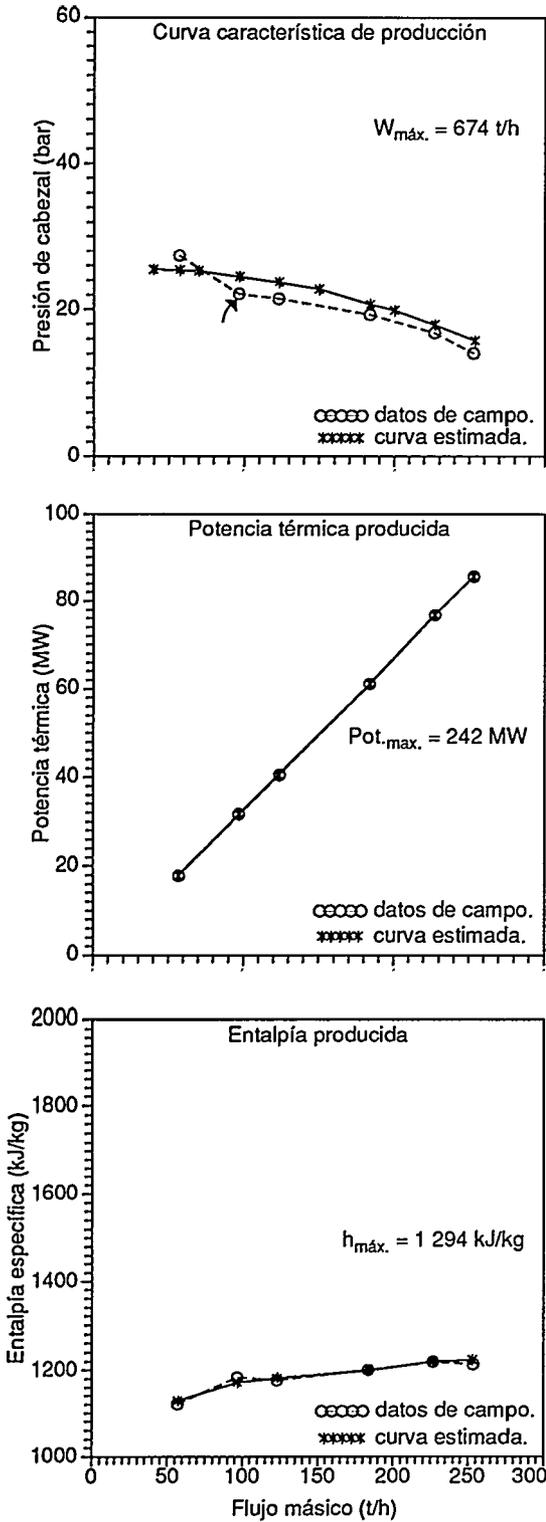


FIGURA 7

Curvas estimadas para el pozo Az-33 (desarrollo de oct. 83),
 $P_{est.}$: 50 bar, (W-P-h)º {85 t/h-12 bar-2 493 kJ/kg}.

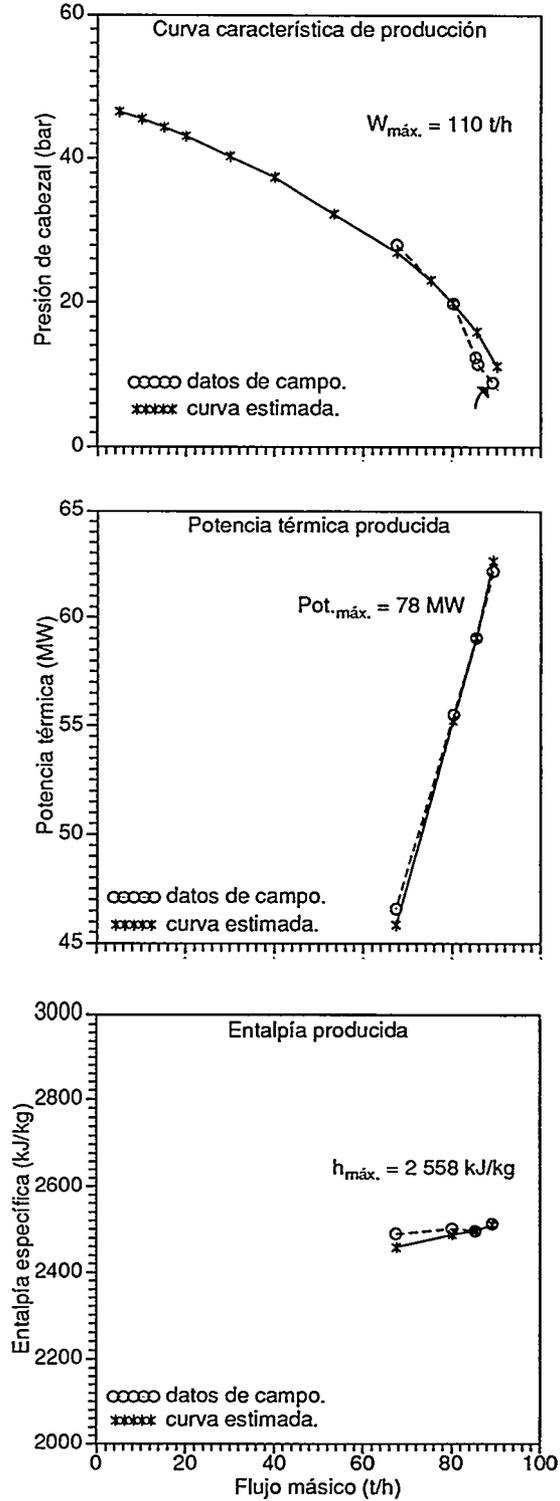


FIGURA 8

Curvas estimadas para el pozo Az-36 (desarrollo de dic. 89 - ene. 90), P_{est} : 47 bar, (W-P-h) $\{81 \text{ t/h}-14 \text{ bar}-1827 \text{ kJ/kg}\}$.

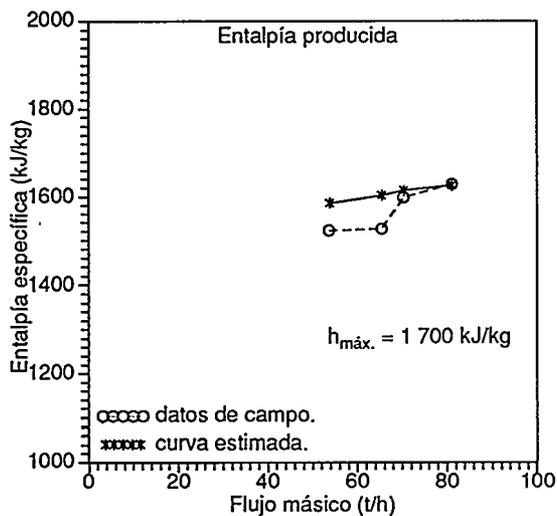
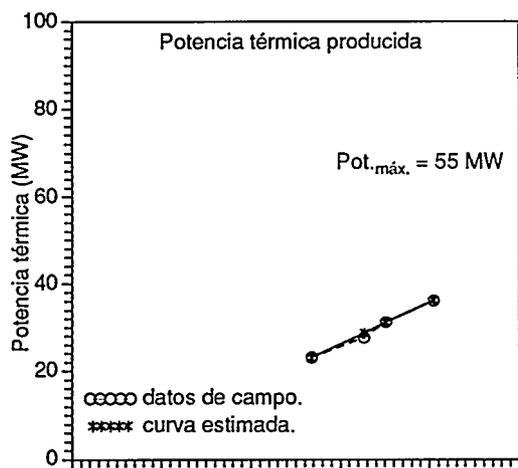
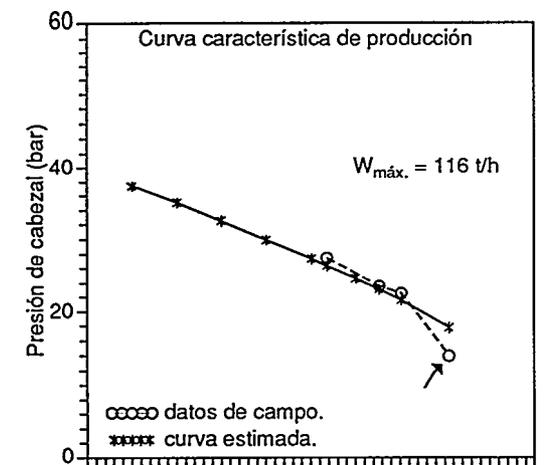


FIGURA 9

Curvas estimadas para el pozo Az-37 (desarrollo de may - jun. 85), P_{est} : 34 bar, (W-P-h) $\{27 \text{ t/h}-26 \text{ bar}-2662 \text{ kJ/kg}\}$.

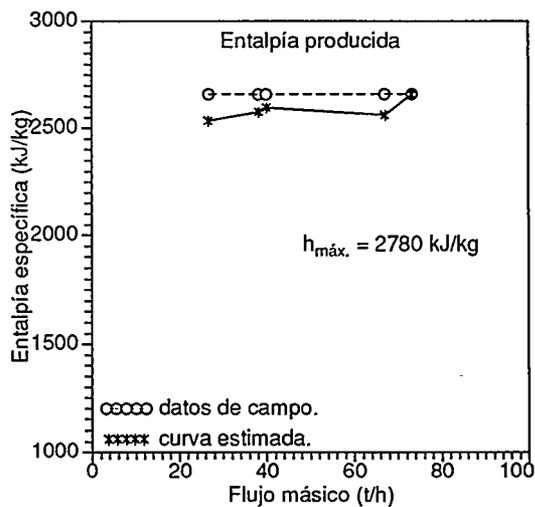
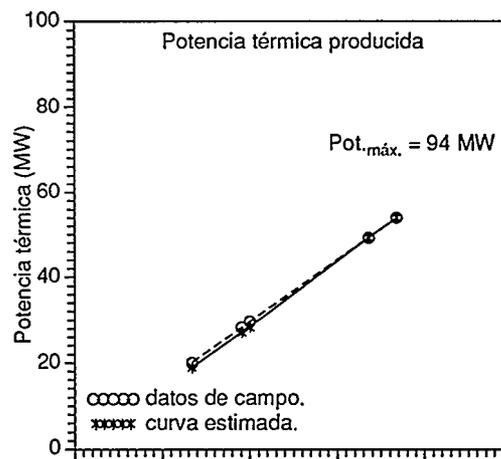
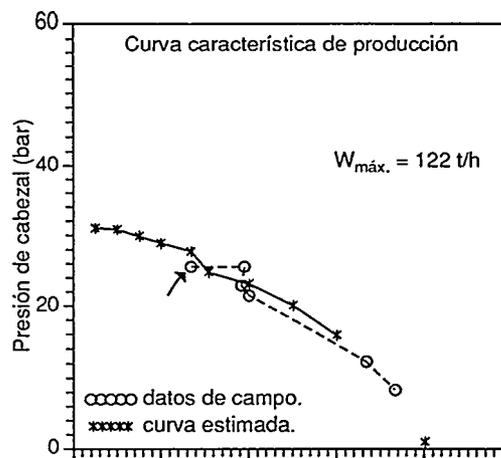
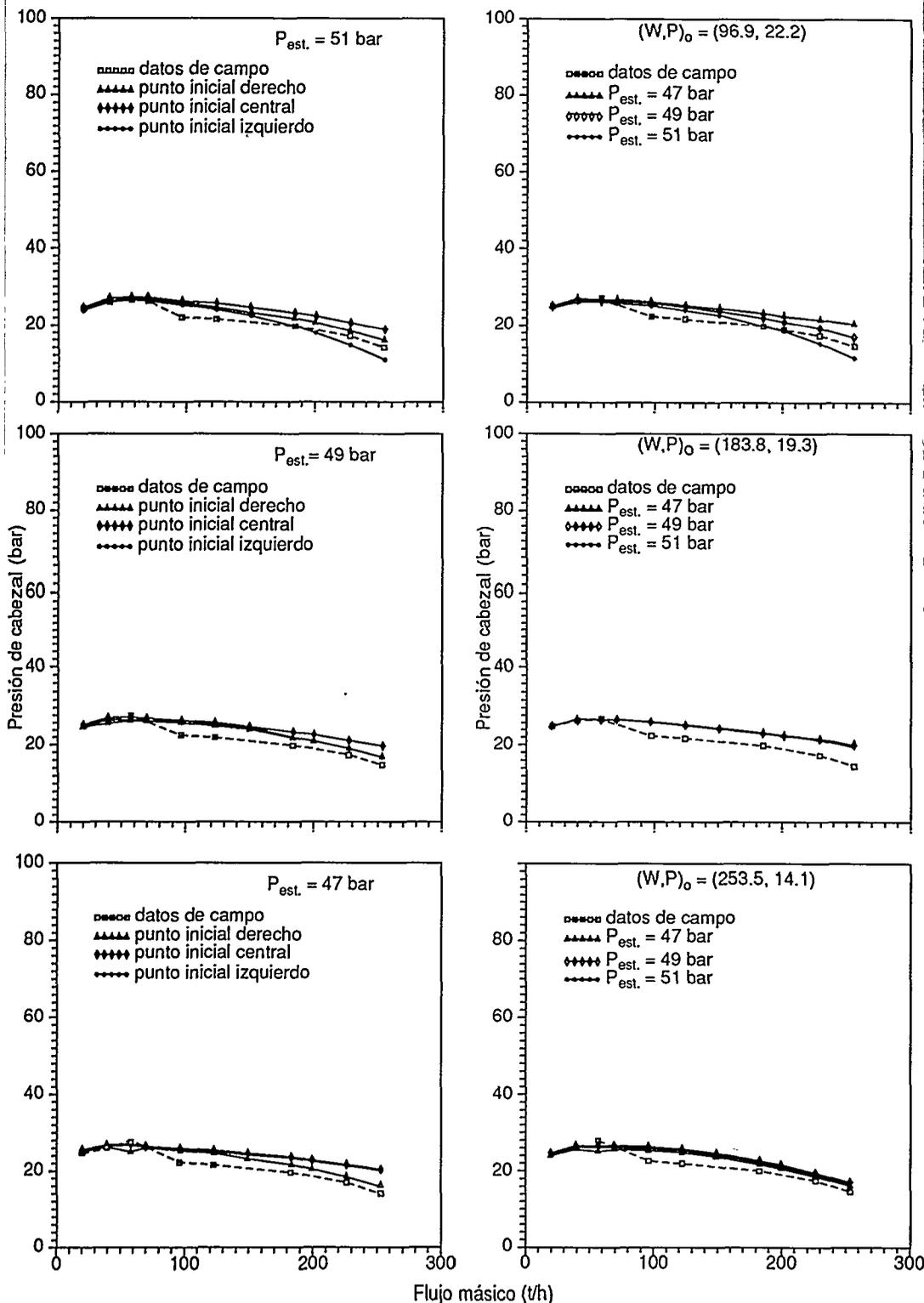


FIGURA 10

Sensibilidad de las curvas características de producción estimadas al parámetro $P_{est.}$ y al punto inicial $(W-P-h)_0$. Pozo Az-26 (desarrollo mzo. 85).



punto inicial $(W-P-h)_0$ y al parámetro inicial $P_{est.}$ para el pozo Az-6 puede encontrarse en Moya *et al.* (1995d), Moya *et al.* (1996) y especialmente en Moya *et al.* (1997b). El mismo análisis de sensibilidad se hizo posteriormente para los demás pozos considerados y para otros pozos más. La figura 10 muestra, a manera de ejemplo, el análisis de sensibilidad para el pozo Az-26. Para este análisis se consideraron tres puntos iniciales diferentes del mismo desarrollo y tres valores de la presión estática del yacimiento. En general se observa que la metodología es menos sensible a $P_{est.}$ cuando $(W-P-h)_0$ es un punto en la región de flujos másicos elevados; es decir, cuando $(W-P-h)_0$ se encuentra en la región derecha del desarrollo. Asimismo se observa que cuando $(W-P-h)_0$ corresponde a esta región, la aproximación global de las curvas estimadas es mayor, lo anterior se da a causa de que un punto inicial $(W-P-h)_0$ en la región de flujos másicos elevados aumenta la precisión

del valor estimado del parámetro $W_{m\acute{a}x}$ y, por consiguiente, se aumenta la precisión de las curvas estimadas.

Diagnóstico de permeabilidades de formaciones rocosas

Para ilustrar la metodología en lo que se refiere a la estimación de permeabilidades de formaciones rocosas, la figura 11 muestra el mejor traslape de las curvas de in flujo de los pozos Az-18, 33, 36 y 37 a un caso de curvas tipo de in flujo. Este caso de curvas tipo corresponde a un yacimiento con una temperatura inicial de 250°C, con 100 mD de permeabilidad absoluta y con permeabilidad relativa Corey. Como se observa, las curvas de in flujo de los pozos Az-33 ($\approx 2\ 267$ metros sobre el nivel del mar(msnm)) y Az-36 ($\approx 1\ 900$ msnm) muestran un comportamiento muy similar. Ambos pozos están ubicados muy cerca uno del otro y prácticamente en la frontera de las zonas bifásicas de vapor y líquido dominante del sector Tejamaniles del campo geotérmico Los Azufres. En esta región, ubicada entre los 1 900 y 2 200 msnm, Suárez (1994) estableció una permeabilidad de la formación rocosa entre 48 mD (para 1 600-2 000 msnm) y 248 mD (para 2 000-2 300 msnm). La figura 11 muestra que una permeabilidad de aproximadamente 100 mD es un valor representativo de la formación rocosa circundante a los pozos Az-33 y Az-36 y además de la formación rocosa circundante al pozo Az-37 [Moya *et al.*, 1997c]. Este último pozo se encuentra también ubicado en los límites de las zonas de líquido y de vapor dominantes, a ≈ 1987 msnm. Sin embargo, los pozos Az-33 y Az-36 presentan mayores flujos máscicos, pues han sido los pozos más afectados por la reinyección en los

pozos Az-7 y Az-8 desde 1982.

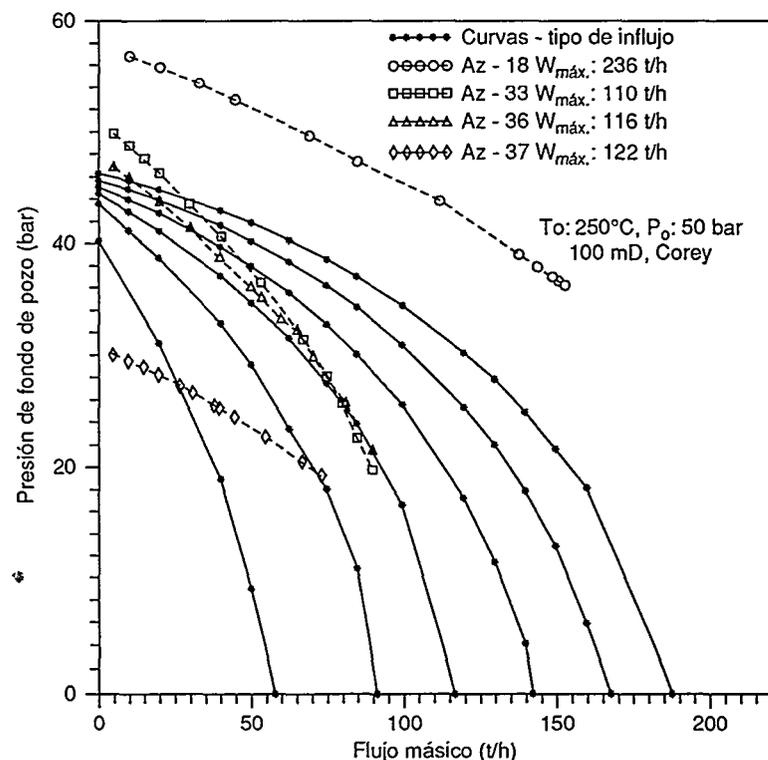
Los pozos anteriores tienen temperaturas de alimentación de aproximadamente 250°C. El pozo Az-18, en cambio, tiene una temperatura de alimentación del orden de 300°C, lo que ocasiona que la curva de in flujo respectiva muestre un desplazamiento hacia la derecha. Sin embargo, esto no necesariamente denota que la permeabilidad sea mayor de 100 mD. Si se traslapara la curva de in flujo del pozo Az-18, al caso de curvas tipo con la combinación 350°C-100mD-Corey, la curva de in flujo del pozo Az-18 quedaría ubicada muy por abajo de la curva-tipo de 35% de masa producida acumulada. Por otra parte, la alimentación del pozo Az-18 es en

una zona (o estrato) de mayor profundidad ($\approx 1\ 622$ msnm) y por tanto de menor permeabilidad que zonas superiores. Suárez (1994) estableció para esta zona entre 7 y 48 mD, aproximadamente. Considerando en forma conjunta todos los factores anteriores y el valor del parámetro $W_{m\acute{a}x}$, es posible establecer un valor de permeabilidad en la zona de alimentación del pozo Az-18 entre 90 y 110 mD. Para definir con mayor precisión este valor de permeabilidad se requiere un mayor número de curvas tipo (en preparación) cubriendo temperaturas intermedias entre 250 y 350°C.

Las curvas tipo de in flujo son diferentes cuando las funciones de

FIGURA 11

Estimación de la permeabilidad de formaciones rocosas en las zonas de alimentación de los pozos mediante superposición de sus curvas de in flujo, con las curvas-tipo de in flujo. Az-18 (desarrollo nov. 84), Az-33 (desarrollo oct. 83), Az-36 (desarrollo dic. 89-ene. 90) y Az-37 (desarrollo may.-jun. 85).



permeabilidad relativa son diferentes (figura 3). La permeabilidad relativa lineal es una funcionalidad menos realista que una permeabilidad relativa Corey. Sin embargo, el traslape de las curvas de influjo de los pozos con las curvas tipo de influjo con permeabilidad relativa lineal permite delimitar el rango inferior del valor real de permeabilidad absoluta. Traslapando las curvas de influjo de los cuatro pozos considerados con las curvas tipo de influjo para la combinación 250°C-100 mD-lineal, se confirma el diagnóstico de permeabilidad de aproximadamente 100 mD dado anteriormente. En esta situación (figura 12), el comportamiento cualitativo de las curvas de influjo de los pozos se ve

diferente, denotando caídas de presión más elevadas. Esto se debe a que las curvas tipo con permeabilidad relativa lineal involucran un rango más elevado de flujos másicos, a causa de la menor interferencia entre las fases líquida y de vapor del fluido geotérmico.

Efectuando un análisis similar a los pozos Az-6 [Moya *et al.*, 1995d; Moya *et al.*, 1997a] y Az-26 [Moya *et al.*, 1997c] pueden diagnosticarse valores aproximados de entre 70 y 80 mD para la formación rocosa de la zona de alimentación del pozo Az-6 y del orden de 200-300 mD para la formación rocosa de la zona de alimentación del pozo Az-26.

Cabe destacar que para un buen diagnóstico de las permeabilidades de formaciones rocosas mediante la

metodología propuesta es necesario considerar en forma conjunta factores del sistema hidráulico regional como la reinyección de fluido en pozos cercanos, las probables recargas de agua fría y la presencia de fallas en la roca geotérmica, entre otros factores importantes. La temperatura del fluido geotérmico en la zona de alimentación al pozo y el valor estimado del parámetro $W_{m\acute{a}x}$ son un reflejo de todos esos factores, así como de los parámetros termofísicos del yacimiento.

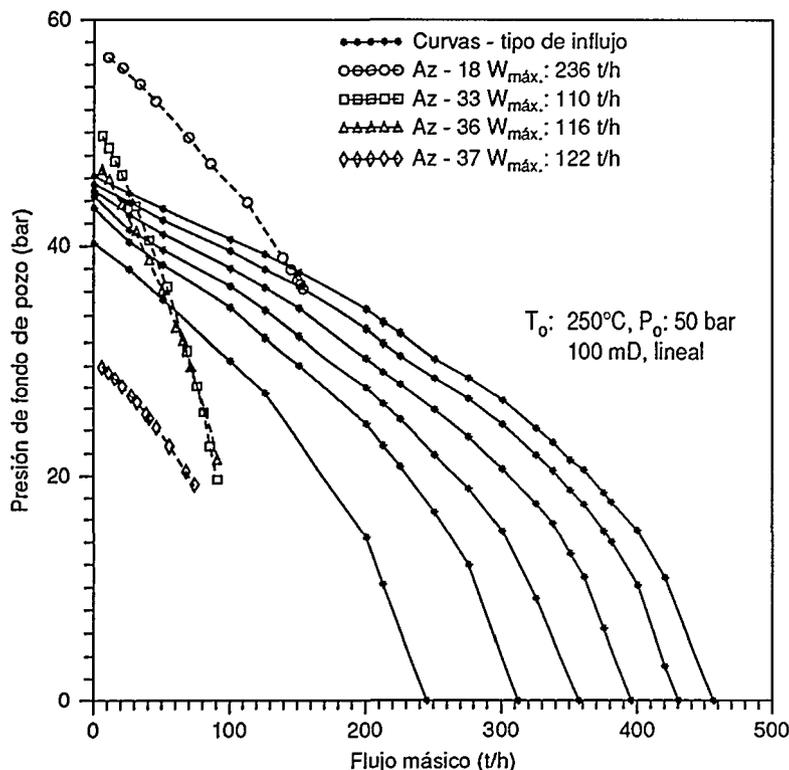
Conclusiones

La metodología propuesta está mostrando ser de gran utilidad en la estimación de curvas características de producción de pozos geotérmicos y en la estimación de las permeabilidades de las formaciones rocosas en las respectivas zonas de alimentación. Esto, partiendo de una sola medición (W-P-h) a boca de pozo, lo que la puede consolidar como una alternativa ecológica, técnica y económicamente más factible. Se espera que esta metodología llegue a establecerse como una herramienta más de análisis de pozos y como una herramienta complementaria para la caracterización de yacimientos geotérmicos.

Hasta la fecha se han analizado 10 pozos del campo geotérmico Los Azufres, Michoacán, un pozo del campo geotérmico de Cerro Prieto, Baja California, y un pozo del campo geotérmico de Broadlands, Nueva Zelanda. Los campos de Los Azufres (esencialmente fracturado) y de Broadlands contienen cantidades significativas de bióxido de carbono, CO_2 . Es recomendable ampliar el estudio a más pozos geotérmicos, en especial del campo geotérmico de Cerro Prieto

FIGURA 12

Estimación de la permeabilidad de la formación rocosa (en la zona de alimentación) mediante la superposición de las curvas de influjo de los pozos con las curvas-tipo de influjo. Az-18 (desarrollo nov. 84), Az-33 (desarrollo oct. 83), Az-36 (desarrollo dic. 89-ene. 90) y Az-37 (desarrollo may.-jun. 85).



(esencialmente poroso), el cual contiene una gran cantidad de sales y cuya formación rocosa presenta características muy diferentes al campo Los Azúfres. El campo Los Humeros, en Puebla, también presenta características muy particulares como es baja permeabilidad y alta calidad del vapor producido.

Referencias

Moya, S. L. y E. R. Iglesias, "Solubilidad del bióxido de carbono en agua en condiciones geotérmicas", *Geofísica Internacional*, vol. 31, núm. 3, 1992, pp. 305-313.

Moya, S. L., *Efectos del bióxido de carbono sobre el transporte de masa y energía en yacimientos geotérmicos*, tesis doctoral, Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), 1994.

Moya, S. L., J. N. Ruiz, Aragón A. A., y E. R. Iglesias, "Modelo numérico en diferencias finitas para el transporte de masa y energía en yacimientos geotérmicos con bióxido de carbono", *Geotermia*, vol. 11, núm. 1, 1995a, pp. 37-51.

Moya, S. L. y E. R. Iglesias, *Numerical simulation of carbon dioxide effects in geothermal reservoirs*, proceedings of the TOUGH Workshop '95, LBL-37200, 1995b, pp. 119-130.

Moya, S. L., E. R. Iglesias y A. Aragón, "Curvas de referencia adimensionales para estimar productividades de masa y energía de yacimientos geotérmicos con/sin bióxido de carbono", *Geotermia*, vol. 11, núm. 3, 1995c, pp. 167-179.

Moya, S. L., A. Aragón y E. R. Iglesias, "Estimación de curvas características de pozos geotérmicos mediante el empleo de relaciones del comportamiento de influjo", *Memorias 3er. Congreso de la Asociación Geotérmica Mexicana*, 1995d, pp. 104-111.

Moya, S. L., F. J. Hernández y A. Aragón, "Estimación de la productividad térmica asociada a curvas de salida de pozos geotérmicos a partir de una medición W-P-h a boca de pozo y mediante el empleo de dos curvas de referencia", *Memorias 4º Congreso Técnico de la Asociación Geotérmica Mexicana*, 1996, pp. 127-132.

Moya, S. L., A. Aragón y L. González, "Estimación de curvas características de

producción de pozos geotérmicos empleando dos curvas de referencia adimensionales del comportamiento de influjo", *Ingeniería Hidráulica en México*, 1997a (en imprenta).

Moya, S. L., A. Aragón, E. Iglesias y E. Santoyo, "Prediction of output characteristic curves from a single measured wellhead point (W, P, h) and geothermal inflow performance reference curves", *Geothermics*, 1997b (aceptado).

Moya, S. L., A. Aragón y A. García, "Estimation of formation permeability at the feedzone of geothermal wells employing inflow type-curves", *Geothermics*, 1997c (en revisión).

Suárez, M. C., "Estimación sobre la longevidad y capacidad energética del sistema volcánico de Tejamaniles", *Memorias, 2º Congreso de la Asociación Geotérmica Mexicana*, 1994, pp. 13-31.

curvas características de producción de pozos geotérmicos y de las permeabilidades de las formaciones rocosas en las zonas de alimentación. *Pertenece al Sistema Nacional de Investigadores desde 1985.*

ALFONSO ARAGÓN AGUILAR



Ingeniero petrolero por la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) (1978) y maestro en ingeniería mecánica (termofluidos) (1995) por el Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico, Cenidet. A partir de 1991 trabaja en la Unidad de Geotermia del IIE donde participa en la implementación y mejoras al sistema de mediciones PTQ a pozos geotérmicos, METRE (mediciones en tiempo real), que culmina con el desarrollo de la tercera versión, METRE v3.0. Actualmente participa en el proyecto Desarrollo de un sistema de cómputo para la optimación automatizada de curvas características de producción de pozos geotérmicos y dirige el proyecto Análisis del comportamiento de pozos inyectoros en yacimientos geotérmicos. Es autor de más de veinte artículos técnicos internacionales relacionados con el comportamiento de yacimientos geotérmicos y los sistemas de producción y reinyección. Sus áreas de especialidad versan sobre el análisis del comportamiento de los yacimientos por medio del empleo de pruebas de presión, de trazadores, registros termodinámicos en pozos y simuladores numéricos, así como en la aplicación de la reinyección en yacimientos geotérmicos, además de una alternativa de desalajo de la salmuera producida como recarga al mismo, evitando el enfriamiento prematuro del sistema.

SARA LILIA MOYA ACOSTA



Ingeniera química (1980) y maestra en ingeniería mecánica opción termofluidos (1984) por la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). En 1994 y en la misma institución fue la primer mujer en obtener el grado de doctora en ingeniería en el área de mecánica teórica y aplicada de la DEPFI-UNAM. Ha trabajado en la ex Secretaría de Obras Públicas (1974-1980) y en la UNAM (1980-1987). Imparte cursos de maestría en el Cenidet desde 1990. Ingresó al IIE en marzo de 1987 como investigadora de la Unidad de Geotermia a cargo de estudios y modelado numérico del transporte de masa y energía en yacimientos geotérmicos, y del modelado termodinámico de fluidos geotérmicos. Actualmente es jefe del proyecto Desarrollo de un sistema de cómputo para la estimación automatizada de

Automatización de subestaciones. Integración de aplicaciones sobre el SICLE

Resumen

Gustavo Gutiérrez y Miguel Vega

En el presente artículo se presentan las primeras aplicaciones desarrolladas por el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) sobre la infraestructura del SICLE (Sistema de Información y Control Local de Estación) que está adquiriendo la Comisión Federal de Electricidad (CFE) a fin de automatizar sus subestaciones de transmisión. Se obtuvo una infraestructura de cómputo similar a la existente en la subestación para el desarrollo de prueba de programas en el IIE; se capacitó al personal en la misma; se definieron las aplicaciones conjuntamente con los especialistas de la CFE; se hicieron los desarrollos acordados y se instalaron en la subestación Temascal II.

Introducción

La Comisión Federal de Electricidad ha puesto en operación siete sistemas SICLE en el mismo número de subestaciones de transmisión, con el propósito de evaluar su comportamiento para reemplazar los sistemas basados en unidades terminales remotas tradicionales que conforman la red SCADA. Dichas subestaciones son Temascal II, Puebla II, Mexicali, Francisco Villa, Angostura, Escárcega y Manzanillo. El SICLE, además de efectuar las funciones tradicionales, está proyectado para constituirse como el centro de información y control de la subestación, y alojar programas de aplicación para ayudar en la operación, monitoreo específico de equipo como transformadores e interruptores; mantenimiento preventivo y predictivo de los mismos; inventario, análisis de fallas, etcétera, y evitar las islas de información en la subestación. La Unidad de Transmisión y Distribución del IIE ha integrado tres aplicaciones sobre la infraestructura *hardware/software* del SICLE que instaló la compañía Harris en la subestación Temascal II [Moreno, Pedro *et al.*, 1966].

La Comisión Federal de Electricidad ha puesto en operación siete sistemas SICLE en el mismo número de subestaciones de transmisión, con el propósito de evaluar su comportamiento para reemplazar los sistemas basados en unidades terminales remotas tradicionales que conforman la red SCADA.

Subsistema local (SSL) del SICLE

El subsistema de cómputo SSL consiste de dos estaciones tipo PC intercomunicadas por medio de una red LAN Ethernet, una destinada para el operador y otra para el ingeniero y aplicaciones especiales. Estas consolas contienen el sistema operativo SCO-UNIX y el paquete de control Factory Link de USDATA, sobre el cual corre el SCADA proporcionado por Harris. El paquete maneja la base de datos en tiempo real, la interfaz hombre-máquina y el ambiente multiproceso en general.

Al SSL llegan los datos de campo obtenidos a través del sistema distribuido de adquisición de datos y se efectúa el control sobre los dispositivos de la subestación (subsistema remoto, SSR). La adquisición digital tiene resolución de 1 ms y los cambios de estado se reciben con la etiqueta de tiempo marcada desde los mismos módulos distribuidos. El sistema cuenta con sincronización por satélite.

El SSL tiene también facilidades para acceso remoto

El SICLE, además de efectuar las funciones tradicionales, está proyectado para constituirse como el centro de información y control de la subestación, y alojar programas de aplicación para ayudar en la operación, monitoreo específico de equipo como transformadores e interruptores; mantenimiento preventivo y predictivo de los mismos; inventario, análisis de fallas, etcétera, y evitar las islas de información en la subestación.

El objetivo del SICLE de convertirse en el centro de información y control local de la subestación se está cumpliendo. Al utilizar las facilidades de comunicaciones y la infraestructura hardware/software que está adquiriendo la CFE se tiene la capacidad para el desarrollo de múltiples aplicaciones en beneficio de los diferentes departamentos usuarios: operación, control, protecciones y subestaciones y líneas.

a través de la red amplia de la CFE para la información residente en el SSL.

Sistema abierto e independencia del contratista principal

Cabe hacer notar la importancia de que las plataformas de *software* sean abiertas y de que se pueda desarrollar e integrar *software* sin necesidad de recurrir al contratista principal. De esta manera se pueden desarrollar aplicaciones diseñadas a la medida del usuario, en este caso la CFE. El SSL está basado en un paquete (Factory Link) que cuenta con herramientas genéricas para el desarrollo y la depuración independientemente del SICLE, donde los programas de aplicación pueden desarrollarse como módulos independientes teniendo como relación entre ellos y el SCADA del sistema únicamente la base de datos de tiempo real. Gracias a estas facilidades para hacer tales desarrollos no se requirió establecer ninguna relación con el contratista del SICLE como pudo haber sido requerimientos de información o documentación, ya que a partir del conocimiento del paquete se logró esta independencia. También, gracias a la infraestructura de cómputo que se hizo en el IIE similar al SSL existente en

la subestación se lograron otros puntos: transportabilidad de los programas desarrollados por el IIE a la subestación, y reducción de los tiempos de instalación y prueba en la misma. Cabe mencionar asimismo, que el sistema operativo SCO-UNIX V5.0, sobre el cual está basado, es una herramienta que ofrece facilidades adecuadas para multiprocesamiento, multiusuario, conectividad y seguridad para la aplicación en tiempo real.

La reducción en la dependencia tecnológica de la CFE con el contratista permite abrir el sistema para el desarrollo de innumerables aplicaciones en el campo de la automatización e informática de la subestación de potencia que está en proceso de innovación y mejora continua. Entre estas aplicaciones se pueden tener reportes especiales de información en tiempo real e histórico, monitoreo de transformadores e interruptores, bitácora electrónica del operador, balance de energía de la subestación, análisis de fallas, mantenimiento preventivo y predictivo del equipo, etcétera.

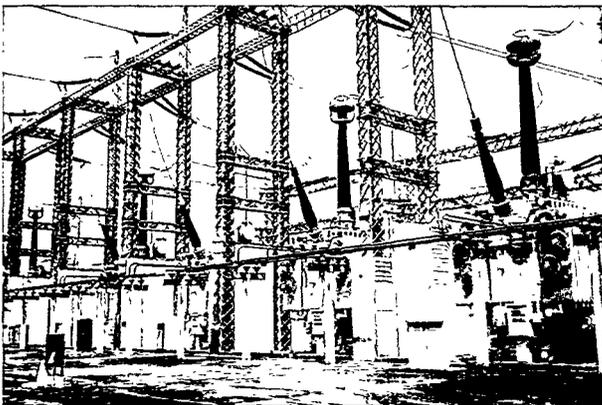
Aplicaciones desarrolladas

Se desarrolló un modelo térmico para monitoreo en tiempo real de transformadores y se hizo la integración dentro del sistema en tiempo real de los siguientes programas de aplicación:

- a) Base de datos estática para mantenimiento de transformadores de potencia SIMATRAP, desarrollado por la Unidad de Equipos Eléctricos del IIE.
- b) Integración de un paquete de *software* propietario para la explotación de los relevadores de protección SEL (Schweitzer Engineering Laboratories).

Modelo térmico para monitoreo de transformadores

El modelo térmico implementado [Crowley, Thomas Henry, 1990] está basado en los modelos de carga IEEE/ANSI para predicción de la temperatura de aceite,



Banco de transformadores monitoreados por el modelo térmico desarrollado.

La reducción en la dependencia tecnológica de la CFE con el contratista permite abrir el sistema para el desarrollo de innumerables aplicaciones en el campo de la automatización e informática de la subestación de potencia que está en proceso de innovación y mejora continua.

utilizando la temperatura ambiente y la corriente de carga. El modelo fue adaptado para que se pueda utilizar con el transformador en línea [De la Torre Vega, Octavio, 1997] y está dado por:

$$\hat{T}_{topoil}[k] = \begin{cases} T_{topoil}[1] & \text{si } k=1 \\ \theta_1(\hat{T}_{topoil}[k-1] - T_{ambiente}[k-1]) + \theta_2 I_{low}^{1,6}[k] + T_{ambiente}[k] & \text{si } k>1 \end{cases} \quad [1]$$

Cada dos minutos se realiza una predicción de la temperatura del aceite *top oil*, la cual es comparada con

la medición real. El residuo de la temperatura del *top oil* es calculado como la diferencia entre la predicción y la medición:

$$\tilde{T}_{topoil}[k] = T_{topoil}[k] - \hat{T}_{topoil}[k] \quad [2]$$

Este residuo es comparado contra un límite, que si se sobrepasa activa una alarma. Para poder utilizar el modelo se requiere conocer los valores de los parámetros θ_1 y θ_2 , lo cual se realiza por medio de un proceso denominado estimación de parámetros. Éste se recalcula cada dos días, después de la lectura de 1 440 muestras tomadas cada dos minutos. La implementación en el SICLE se visualiza en la figura 1.

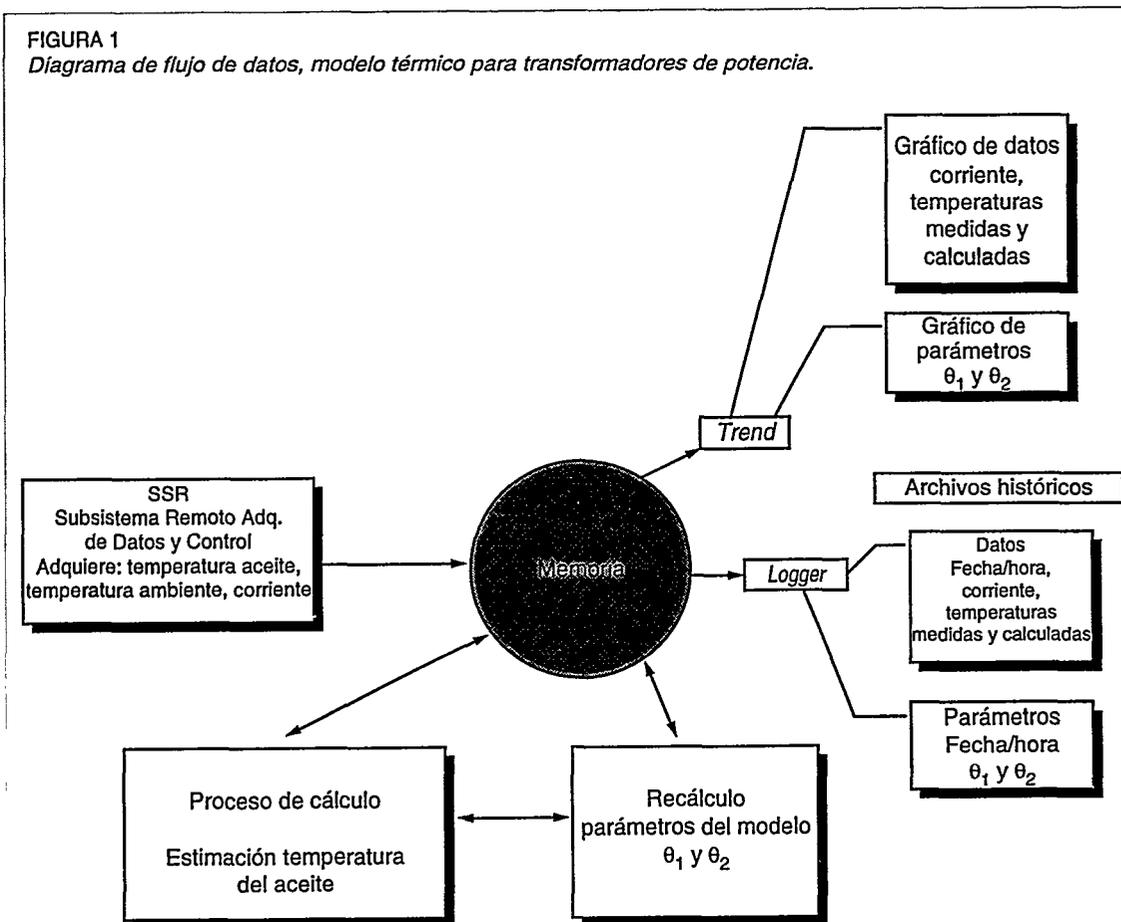
El sistema de adquisición de datos actualiza en la memoria los datos de la temperatura del aceite (T_{topoil}), temperatura ambiente ($T_{amb.}$) y la corriente del lado de baja tensión (I_{low}). A partir de ellos se hace la predicción de la temperatura calculada; todos estos datos junto con el tiempo de cálculo se guardan en un archivo y pueden mostrarse en una gráfica en tiempo real o histórico.

Los parámetros recalculados cada dos días del modelo (θ_1 y θ_2)

se guardan en otro archivo con la fecha/hora de cálculo y pueden ser desplegados en otra gráfica. Una variación significativa en sus valores reflejará un cambio en las condiciones del transformador, la cual debe analizarse para evitar que fallas incipientes puedan desencadenar fallas mayores. Para el recálculo de los parámetros se toman en cuenta todas las lecturas válidas (1 440) del periodo anterior.

La totalidad de las variables del

FIGURA 1 Diagrama de flujo de datos, modelo térmico para transformadores de potencia.



modelo se monitorean por medio del esquema de alarmas en tiempo real, al cual se le definieron dos bandas con límites programables definidos por el usuario, una denominada "precaución" y otra "crítica" para indicar el paso de variables por las mismas.

Este modelo se aplicó para el monitoreo de un banco de transformación (tres fases y un respaldo) y dos reactores de la subestación Temascal.

SIMATRAP

Dentro de la base de datos del SIMATRAP se pueden almacenar datos relativos al transformador (datos de placa y ubicación) y los resultados de las pruebas a que ha sido sometido a lo largo de su vida útil. Estas pruebas son:

- Factor de potencia en devanados, resistencia de aislamiento, corriente de excitación, relación de transformador TTR, resistencia óhmica de los devanados, descargas parciales, pérdidas en vacío, pérdidas en los devanados a 60 Hz, elevación de temperatura, impedancia, humedad residual, pruebas a cambiadores de derivación y pruebas a boquillas.

- Pruebas al aceite del transformador: pruebas dieléctricas, pruebas fisicoquímicas y análisis cromatográfico.

Conclusiones

Con el presente proyecto se demostró la factibilidad del desarrollo de aplicaciones a la medida de la CFE aprovechando la infraestructura SICLE suministrada por el contratista Harris. Es muy importante que los sistemas estén basados en arquitecturas abiertas para la integración y desarrollo de aplicaciones independientemente del proveedor principal. El objetivo del SICLE de convertirse en el centro de información y control local de la subestación se está cumpliendo. Al utilizar las facilidades de comunicaciones y la infraestructura *hardware/software* que está adquiriendo la CFE se tiene la capacidad para el desarrollo de múltiples aplicaciones en beneficio de los diferentes departamentos usuarios: operación, control, protecciones, y subestaciones y líneas.

Agradecimientos

Al ingeniero Pedro Moreno Dimas por su gran interés e iniciativa; al ingeniero Alberto Luna Hernández, jefe de la Subárea Temascal por las facilidades para la instalación; al ingeniero José Reynoso, y al ingeniero Enrique Durán Méndez, subgerente de Control, por su apoyo.

Referencias

Crowley, Thomas Henry, *Automated diagnosis of large power transformers using adaptive model-based monitoring*, Massachusetts Institute of Technology, junio de 1990.

De la Torre Vega, Octavio, *Modelo de temperatura para monitoreo en línea de transformadores*, IIE, documento interno, febrero de 1997.

Moreno, Pedro y Sergio Nájera, "Mexico automates large-scale substation", *Transmission & Distribution World*, vol. 48, núm. 11, octubre de 1966, pp. 62-67.

GUSTAVO GUTIÉRREZ ARRIOLA



Ingeniero mecánico electricista egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) (1970), cuenta con un diplomado en el área de control y automatización por la Universidad de Salford, Inglaterra. En 1978 ingresó al IIE a la Unidad de Transmisión y Distribución. Cuenta con experiencia en proyectos relacionados con control supervisorio de redes eléctricas; en el diseño, prueba y transferencia de tecnología de unidades terminales remotas, equipo de pruebas para UTR y estaciones maestras. Actualmente se dedica a proyectos relacionados con la automatización e informática de subestaciones.

MIGUEL VEGA ORTIZ



Ingeniero mecánico eléctrico (1983) y maestro en sistemas de potencia (1989) por la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), en 1983 ingresó al IIE a la Unidad de Transmisión y Distribución. Se especializa en la confiabilidad en subestaciones y redes eléctricas, así como en líneas de transmisión. Cabe destacar que obtuvo el primer lugar en el 6º Certamen Nacional de Sistemas Eléctricos de Potencia.

Utilizando la ecuación anterior calculamos

$$V_{do} = 152.56.$$

Con este valor se calcula $V_d = 112.97$.

Por otro lado tenemos:

$$V_d = V_{do}(\cos\alpha) - R_c I_d$$

De aquí se calcula la resistencia de conmutación:

$$R_c = 15.151 \text{ ohms}$$

y

$$R_c = \frac{3}{\pi} (X_c)$$

de donde $X_c = 15.866 \text{ ohms}$

Otro concepto de control básico es que en un sistema HVDC el control por corriente constante es muy común, principalmente para limitar sobrecorrientes, minimizar daños debido a fallas y evitar afectaciones al sistema debido a fluctuaciones en los voltajes a corriente alterna.

El futuro

Algunas de las tendencias futuras que se pueden destacar dentro de la tecnología de alta tensión en

corriente directa son las siguientes:

- Reducción de costos en tiristores: mayor voltaje y corriente nominal, y simplificación de los circuitos de disparo y protección.
- Esquemas multiterminales.
- Uso de tiristores GTO.
- Estaciones convertidoras más compactas.
- Enfriamiento de tiristores por freón líquido en lugar de agua.

HÉCTOR GERARDO SARMIENTO URUCHURTU



Ingeniero mecánico y eléctrico por la Universidad Iberoamericana (UI) (1975), maestro en ingeniería eléctrica en potencia por el Rensselaer Polytechnic Institute Troy en Nueva York, Estados Unidos (1977), y doctor en ingeniería eléctrica por la Universidad de Concordia, Montreal, Canadá (1985). Trabajó en la Comisión Federal de Electricidad de 1975 a 1976. Tiene experiencia docente como catedrático de la Universidad Iberoamericana, la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), y el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey (ITESM), campus Morelos. Es autor de más de cuarenta textos de investigación publicados tanto en el país como en el extranjero. En 1978 ingresó al IIE donde actualmente coordina la especialidad en análisis de sistemas de transmisión y distribución.

Para ratificación y suscripciones al *Boletín IIE*

Correo electrónico:

boletin@iie.org.mx

Monitoreo y diagnóstico en línea de transformadores de potencia

Resumen

En el presente artículo se reportan tres técnicas de diagnóstico para transformadores de potencia. La primera consiste en una técnica no invasiva para detectar fallas mecánicas en cambiadores de derivación con carga de transformadores de potencia utilizando sensores de vibración. La segunda consiste en un diagnóstico en línea para detectar la presencia de arqueos y descargas parciales en el transformador de potencia basada en el registro y análisis de señales usando sensores ultrasónicos que detectan el sonido que emiten esos fenómenos desde el exterior del tanque del transformador. La tercer técnica consiste en analizar los gases disueltos en el aceite aislante de los transformadores, con la cual y de acuerdo con los niveles y relaciones existentes, es posible determinar el proceso de deterioro involucrado.

Se presentan resultados de la aplicación de las tres técnicas de diagnóstico mencionadas, las cuales se usaron para evaluar algunos transformadores en diferentes subestaciones de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Planteamiento del problema

En las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica, los transformadores de potencia son

componentes costosos, vitales y críticos en el sistema eléctrico. En el mundo, la distribución de la estadística de fallas para transformadores de potencia que utilizan cambiador de derivaciones bajo carga indica que 41% de las fallas están relacionadas con el cambiador de derivaciones; 19% con los devanados; 3% con el núcleo; 12% con terminales; 13% con el tanque y fluidos, y 12% con accesorios [Bengtsson, C. *et al.*, 1996]. En México, la estadística de fallas muestra que 53% se refieren a problemas de aislamiento en devanados; 19%, a boquillas; 11%, al cambiador de derivaciones; 2%, al núcleo; 13%, a otras causas, y 2%, a explosiones con incendio.

Lo anterior ha obligado a las compañías de suministro eléctrico a establecer programas de diagnóstico y mantenimiento preventivo para asegurar una operación confiable de los equipos. Sin embargo existen algunos inconvenientes, ya que en sus programas de mantenimiento se contempla la salida de servicio de los equipos, lo que origina costos que podrían ser innecesarios. Tal es el caso de los cambiadores de

Roberto Liñán, Rafael Álvarez, León Jiménez, Francisco A. Contreras* y Arturo Núñez

En las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica, los transformadores de potencia son componentes costosos, vitales y críticos en el sistema eléctrico. En el mundo, la distribución de la estadística de fallas para transformadores de potencia que utilizan cambiador de derivaciones bajo carga indica que 41% de las fallas están relacionadas con el cambiador de derivaciones; 19% con los devanados; 3% con el núcleo; 12% con terminales; 13% con el tanque y fluidos, y 12% con accesorios

derivación con carga de los transformadores de potencia, de los cuales no se podía conocer su estado operativo sin extraerlos del transformador.

Por otro lado, la detección de cierto tipo de eventos (por ejemplo, arqueos en guías, falsos contactos, problemas de blindaje del núcleo y descargas parciales) y su localización dentro del tanque de los transformadores constituía un problema aún sin resolver hasta hace poco tiempo. El método más

* Comisión Federal de Electricidad.

En México, la estadística de fallas muestra que 53% se refieren a problemas de aislamiento en devanados; 19%, a boquillas; 11%, al cambiador de derivaciones; 2%, al núcleo; 13%, a otras causas, y 2%, a explosiones con incendio.

usado para la detección de descargas parciales es el método eléctrico, el cual es de alta sensibilidad, ya que su nivel de detección está por debajo de los 100 pC. La desventaja principal de este método es que involucra la salida de servicio del equipo y no proporciona información sobre la localización de las descargas parciales.

Los recientes avances tecnológicos en el desarrollo de sensores, sistemas de adquisición de datos y *software* (procesamiento de señales) hacen posible el desarrollo y aplicación de sistemas de monitoreo y diagnóstico para transformadores de potencia. Estos sistemas de monitoreo se diseñan para evaluar en tiempo real la condición del equipo, lo que permite monitorear diferentes parámetros de interés, detectar el desarrollo de fallas incipientes y diagnosticar condiciones anormales. Así, el uso de sensores de vibración o acelerómetros permite registrar señales de vibración durante la operación de los cambiadores de derivación de los transformadores. Por otro lado, los sensores ultrasónicos detectan, desde el exterior del transformador, el sonido que emiten los arqueos y las descargas parciales, generando señales con características particulares. Con estos dos tipos de sensores, un sistema de adquisición de datos adecuado y algunas técnicas de análisis de señales es posible diagnosticar, por un lado, la condición mecánica del cambiador

de derivaciones y, por el otro, la existencia y localización aproximada de algunos fenómenos dentro del transformador.

Además, existe la técnica de análisis de gases disueltos en el aceite aislante que permite conocer el tipo y la cantidad de los gases, y su asociación con el proceso de deterioro involucrado.

A continuación se mencionan con mayor detalle el funcionamiento y la aplicación de las técnicas mencionadas.

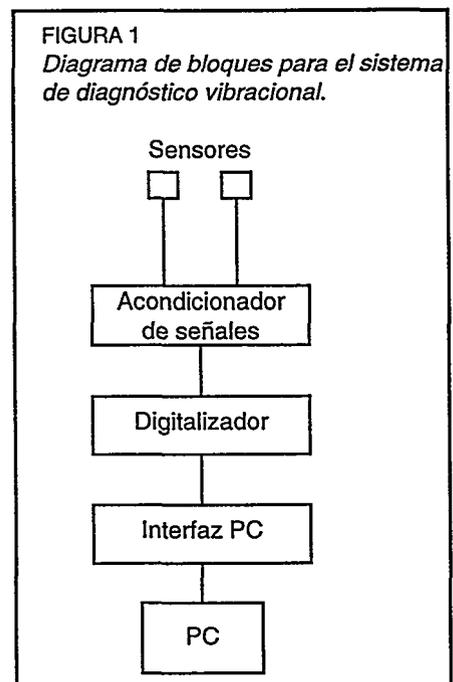
Técnica vibracional

El diagnóstico de la condición mecánica de los cambiadores de derivación con carga se realiza a partir de comparaciones de datos de aceleración externa medida en diferentes puntos de las paredes del tanque del transformador. Es decir, en un monitoreo inicial se capturan señales o firmas de referencia, que se comparan con las obtenidas durante un segundo monitoreo [Bengtsson, C. *et al.*, 1996]. En la figura 1 se muestra el diagrama de bloques del sistema de diagnóstico y adquisición de datos que se utiliza para esta técnica. El sistema consiste básicamente de dos acelerómetros, un acondicionador de señales, un digitalizador, una interfaz para computadora y una computadora personal. Los acelerómetros usados tienen un rango de operación nominal de 500 g y un rango en frecuencia nominal de 0.5 a 9 kHz. Para el acondicionamiento de la señal se usó un acoplador, con ganancia ajustable de 0.1 a 100x y filtrado interno. Los acelerómetros se montaron a través de un perno roscado sobre una base de acero inoxidable, la cual se adhirió firmemente con pegamento en cada uno de los puntos de medición en el tanque del transformador. Las

La detección de cierto tipo de eventos (por ejemplo, arqueos en guías, falsos contactos, problemas de blindaje del núcleo y descargas parciales) y su localización dentro del tanque de los transformadores constituía un problema aún sin resolver hasta hace poco tiempo.

señales de vibración que se obtuvieron de los acelerómetros se amplificaron y se enviaron a un sistema de adquisición de datos para su digitalización. El equipo usado para este propósito fue un digitalizador de cuatro canales de entrada, modelo 6810. Las firmas vibracionales de la operación del cambiador de derivaciones con carga se almacenaron para realizar el análisis de tiempos y amplitudes. El ancho de banda de la información fue de 1 a 6 kHz y se usaron frecuencias de muestreo de 1 y 40 kHz en el digitalizador para su adquisición. De las señales de vibración se puede observar que el tiempo que transcurre durante la

FIGURA 1
Diagrama de bloques para el sistema de diagnóstico vibracional.



Los recientes avances tecnológicos en el desarrollo de sensores, sistemas de adquisición de datos y software (procesamiento de señales) hacen posible el desarrollo y aplicación de sistemas de monitoreo y diagnóstico para transformadores de potencia. Estos sistemas de monitoreo se diseñan para evaluar en tiempo real la condición del equipo, lo que permite monitorear diferentes parámetros de interés, detectar el desarrollo de fallas incipientes y diagnosticar condiciones anormales.

operación completa de un cambiador de derivaciones con carga es de aproximadamente seis segundos. Durante este lapso, que inicia al energizarse el motor que acciona el mecanismo del cambiador, se presentan y se registran cuatro eventos. Los tres primeros corresponden al movimiento del inversor del selector de *taps*, mientras que el cuarto corresponde a la operación del *diverter switch* o ruptor. La figura 2 muestra el registro de una señal de evento completo de un cambiador de derivaciones con carga tipo MI 1 500 220/D, en buen estado, correspondiente al cambio de N a NR en la operación del cambiador. La figura 3 muestra con mayor detalle la operación del *diverter switch*.

Esta técnica se utilizó para diagnosticar el estado operativo de un cambiador de derivaciones con carga de un autotransformador de potencia monofásico de 125 MVA y de 400/230 kV, que se sometería a mantenimiento. Durante el monitoreo se observó en las señales registradas un comportamiento anormal en la forma de onda de la señal y en los tiempos de ocurrencia de los eventos; la forma de onda mostró un comportamiento de tipo oscilatorio, mientras que los tiempos de ocurrencia de los eventos del selector de *taps* y la operación del

FIGURA 2
Operación completa de un cambiador de derivaciones en buen estado. Se observan tres eventos iniciales que corresponden a los movimientos del selector de *taps* y un evento final correspondiente a la operación del *diverter switch*.

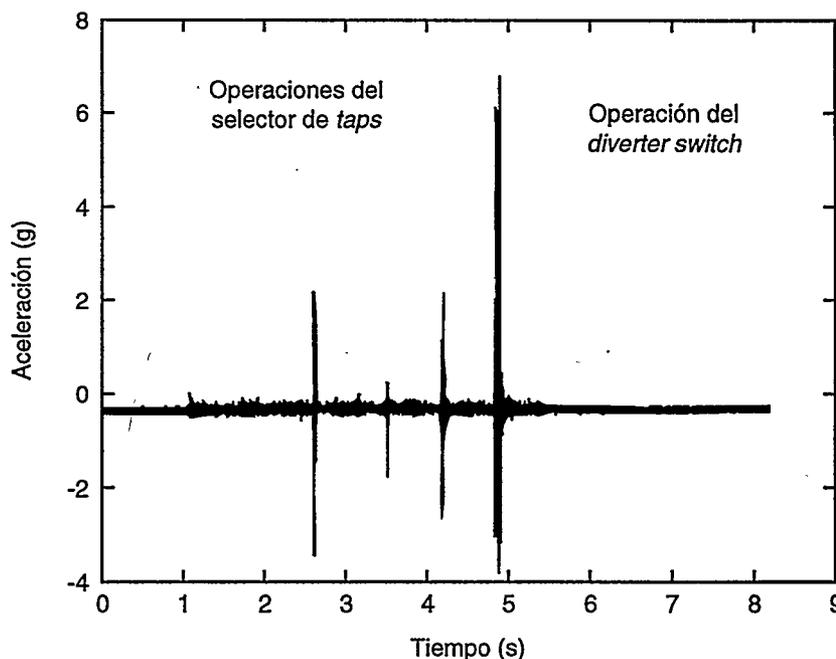
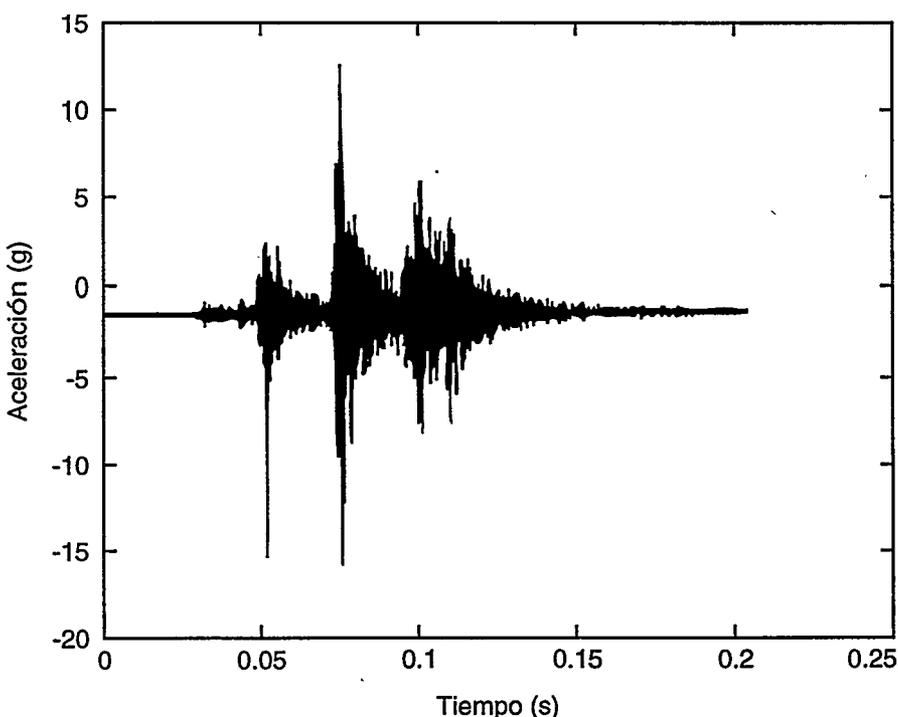


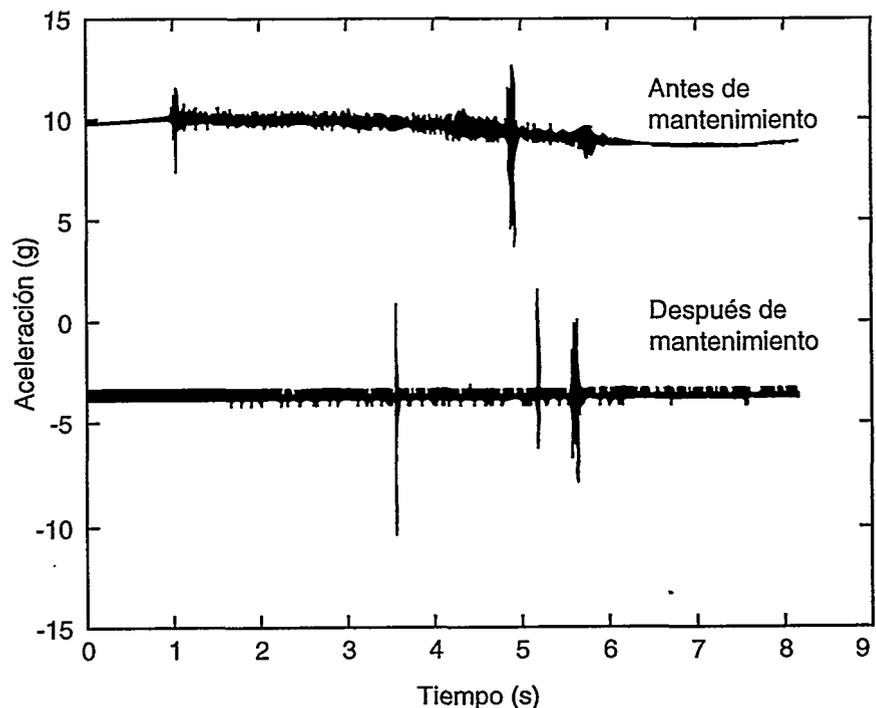
FIGURA 3
Operación del *diverter switch*.



diverter switch diferían en comparación con los registrados en los otros autotransformadores del mismo banco con cambiadores de derivaciones similares. Al realizarse el mantenimiento se detectaron problemas mecánicos en algunas piezas del mecanismo del cambiador. Se sustituyeron siete piezas del sistema de accionamiento, incluyendo dos resortes, una pieza del sistema de contactos fijos y once piezas del sistema de contactos móviles. Posteriormente, y durante la segunda etapa de monitoreo, el comportamiento del cambiador fue normal. La figura 4 muestra las señales registradas para una operación del cambiador monitoreado (movimiento de N a NL) antes y después del mantenimiento [Liñán, R. *et al.*, 1997]. Esta técnica se empieza a usar en la CFE como parte del mantenimiento y diagnóstico de transformadores de potencia y se pretende generalizar su uso.

FIGURA 4

Señales correspondientes al cambiador de derivaciones monitoreado, en el cual se detectaron anomalías antes del mantenimiento. En la señal superior se observa un comportamiento oscilatorio y con tiempos de ocurrencia de eventos diferentes a otros cambiadores similares antes del mantenimiento, mientras que en la señal inferior (después del mantenimiento) esto ya no se presenta.



Técnica ultrasónica

La técnica acústica consiste en la detección del sonido que emiten los diferentes eventos que ocurren en el interior de un transformador a través de sensores ultrasónicos, los cuales se colocan externamente. Dicha técnica se basa en el hecho de que los eventos (descargas parciales o arqueos) que ocurren en el interior del transformador producen un pulso mecánico que se propaga a las paredes del tanque, donde puede ser detectado por un sensor ultrasónico. La salida del sensor es proporcional a la energía contenida en la onda de choque [PC57.127/D2, 1989].

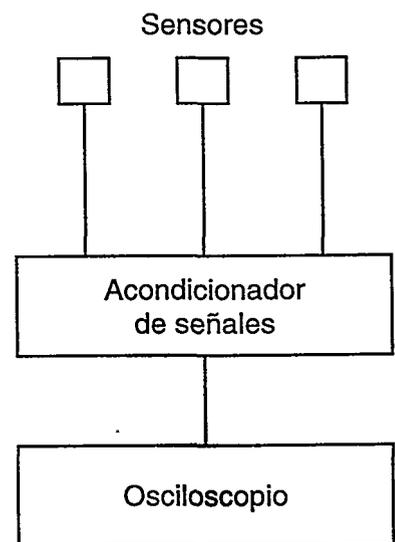
La medición de señales acústicas se realiza con el sistema de monitoreo acústico para transformadores integrado por el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) (figura 5) y que

consiste de cuatro sensores ultrasónicos con una frecuencia de operación de 70 a 200 kHz; una etapa de acondicionamiento de señales de cuatro canales (acoplamiento, amplificación y filtrado), y un osciloscopio digital.

Debido a que los sensores ultrasónicos detectan sonido y lo convierten en una señal analógica de tensión, no es posible obtener una relación directa entre la magnitud de una descarga parcial en pC y el nivel de tensión que genera el sensor ultrasónico como producto del sonido detectado. Sin embargo, se puede caracterizar el rango de frecuencia y duración de las descargas parciales obtenidas a través de sensores ultrasónicos. Las descargas parciales están caracterizadas en un ancho de

FIGURA 5

Diagrama de bloques del sistema de adquisición para la medición de descargas parciales por el método acústico.



banda de 100 a 200 kHz con duraciones de 0.5 a 2 ms, aproximadamente. La magnitud de una descarga parcial depende de la distancia que separa al sensor de la fuente de emisión de la descarga parcial y de su trayectoria de propagación. De experiencias obtenidas en campo, utilizando la técnica acústica, se ha observado que las descargas parciales, cuando son continuas, tienen magnitudes en el dominio del tiempo del orden de 30 mV pico por lo menos y que su frecuencia característica es de alrededor de 150 kHz. La principal desventaja de la técnica ultrasónica es la limitación en sensibilidad, ya que sólo es posible detectar descargas parciales superiores a 1 000 pC.

Con la técnica de diagnóstico ultrasónica es posible estimar la ubicación aproximada de arcos y descargas parciales dentro del tanque del transformador. Lo anterior se logra mediante el análisis de los tiempos de arribo de las señales y sus correspondientes magnitudes en el dominio del tiempo y de la frecuencia. La señal con menor tiempo de arribo tendrá por consecuencia una distancia menor al punto de emisión acústica. Si se toma como referencia esta señal, manteniendo la posición del sensor correspondiente y desplazando los otros sensores a distintas posiciones, se podrá encontrar otra señal con un tiempo de arribo menor que el anterior, lo cual indicaría que el punto de ubicación del sensor de esta nueva señal ahora estaría más cerca del punto de emisión ultrasónica. Con esta metodología es posible estimar la ubicación aproximada de los arcos y descargas parciales.

La técnica se ha utilizado en el diagnóstico de diferentes transformadores de 230 y 400 kV instalados en subestaciones de la

CFE. Por ejemplo, se detectaron emisiones ultrasónicas de gran amplitud en un autotransformador monofásico de 230/138/13.8 kV, 25 MVA, que de acuerdo con su frecuencia característica indican la existencia de arcos. Con el análisis de las señales, los arcos se localizaron en el interior de la cuba del cambiador de derivaciones. En la figura 6 se muestran las señales registradas por los tres sensores ubicados cerca del punto de mayor emisión acústica y se pueden distinguir los retardos entre las tres señales, lo que hizo posible determinar que el punto de ubicación del sensor 3 (señal superior en la figura) fuera el más cercano a la fuente de emisión ultrasónica.

En la figura 7 se presentan los espectros de frecuencia correspondientes de cada una de las señales registradas en el punto más cercano a la fuente de emisión ultrasónica. En ella se observa que la componente de 160 kHz es la predominante. Con base en el diagnóstico emitido durante las mediciones realizadas en este autotransformador se determinó la necesidad de realizar una inspección interna con el objeto de comprobarlo. Durante la inspección al cambiador de derivaciones se encontró una gran cantidad de carbón acumulado, especialmente en el compartimiento de resistencias del *diverter switch*, en el área de contactos fijos y en el lado del conector del anillo inferior del *diverter switch*. También se observó una ligera degradación superficial (*tracking*) a todo lo largo del cilindro soporte del cambiador de derivaciones [Liñán, R. *et al.*, 1997]. Por lo anterior, se sustituyó el cambiador de derivaciones y se efectuó un nuevo diagnóstico que no registró ninguna señal ultrasónica. El diagnóstico permitió

detectar la falla incipiente y dar mantenimiento al transformador para corregirla.

Gases disueltos en el aceite aislante

El diagnóstico de fallas, a partir de los gases involucrados en el aceite aislante después de una falla en transformadores de potencia se desarrolló en 1956; basado principalmente en el análisis de los gases muestreados en el relevador Buchholz. Esto es, ciertos gases combustibles se generan conforme el transformador se somete a esfuerzos térmicos y eléctricos anormales debido a la degradación del aceite y los materiales aislantes. El tipo y las concentraciones de gases generados son importantes, ya que el envejecimiento normal produce cantidades extremadamente pequeñas de gases; condiciones incipientes o fallas declaradas generan cantidades fuertes de estos gases. La mayoría de las fallas incipientes proporcionan evidencias, y por lo tanto, pueden detectarse cuando el transformador está sujeto a análisis periódicos del aceite. La cromatografía de gases (GC) es el método más usado para identificar los gases combustibles, ya que determina cualitativa y cuantitativamente los gases disueltos en el aceite del transformador.

La técnica de detección de fallas incipientes en transformadores de potencia, a través del análisis de los gases disueltos en el aceite, es práctica común en la CFE. Los gases típicos generados por algunas fallas en transformadores de potencia se muestran en el cuadro 1 [Myers, S. D. *et al.*, 1981].

Los mecanismos de falla más comunes son arco, corona, descargas de baja energía, y

FIGURA 6
Señales detectadas acústicamente en la cuba del cambiador de derivaciones del autotransformador monitoreado. La señal superior se detectó en el punto más cercano a la fuente de emisión ultrasónica.

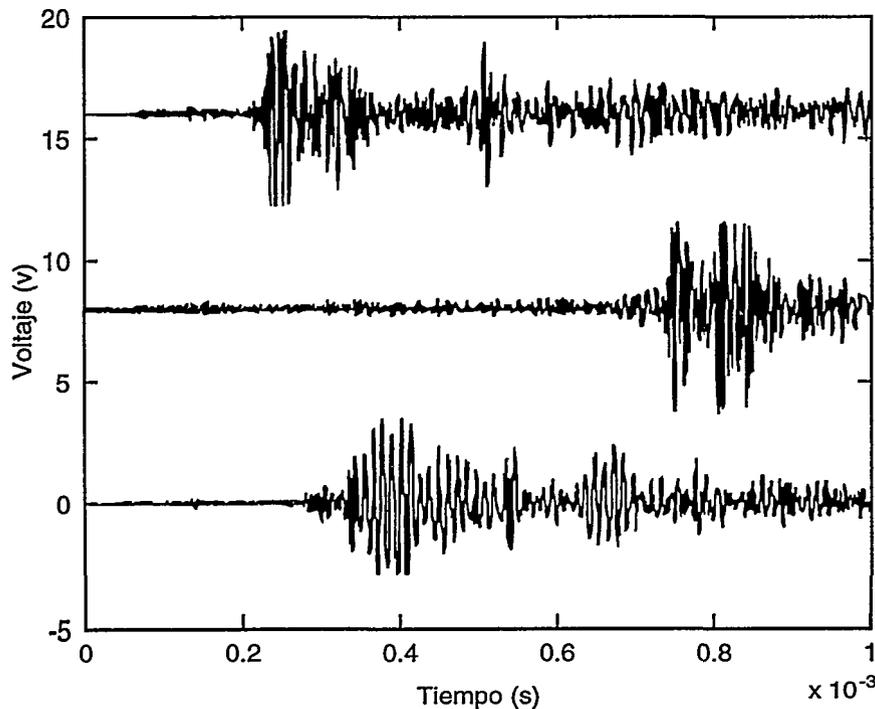
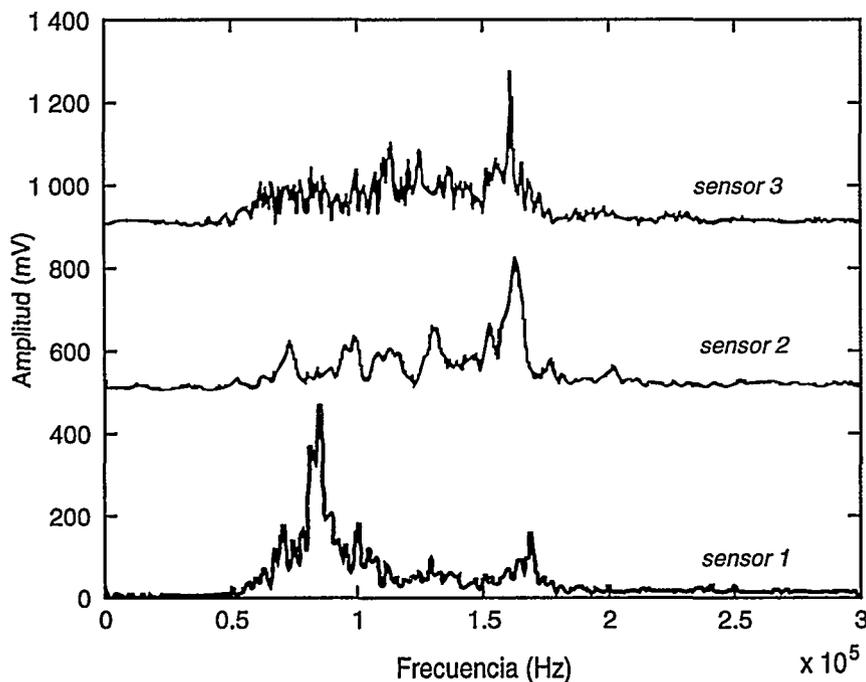


FIGURA 7
Espectros de frecuencia de las señales registradas (figura 6).



CUADRO 1
Gases típicos generados por fallas en transformadores.

Nombre	Símbolo
Hidrógeno ²	H ₂
Oxígeno	O ₂
Nitrógeno	N ₂
Metano ²	CH ₄
Monóxido de carbono ²	CO
Etano ²	C ₂ H ₆
Dióxido de carbono	CO ₂
Etileno ²	C ₂ H ₄
Acetileno ²	C ₂ H ₂

¹ En el análisis se registran también propileno (C₃H₆), propano (C₃H₈), y butano (C₄H₁₀), que en menor escala se utilizan en procesos de diagnóstico.

² Indica gas combustible.

sobrecalentamiento general o puntos calientes. Cada uno de estos mecanismos puede presentarse individual o simultáneamente y resultar en la degradación de los materiales aislantes, así como en la formación de gases combustibles y no combustibles. De la operación normal se tiene también la formación de algunos gases. De hecho, es posible para algunos transformadores operar a lo largo de su vida útil con grandes cantidades de gases presentes (cosa que no es común, pero que suele ocurrir), por lo que en tales casos se deben realizar investigaciones adicionales para emitir un diagnóstico preciso.

En un transformador, los gases generados se encuentran disueltos en el aceite aislante, en el espacio existente encima del aceite o en los dispositivos de colección de gases (relevador Buchholz). La detección de una condición anormal requiere de una evaluación de la concentración del gas generado y de la tendencia de generación. La

cantidad de cada gas, con respecto al volumen total de la muestra, indica el tipo de falla que está en proceso. En la figura 8 se muestran las relaciones comparativas de la evolución de los gases generados en el aceite, en función de la energía disipada en el proceso de fallas.

Una vez obtenidas las concentraciones a través de la cromatografía de gases se usan varias técnicas para diagnosticar la

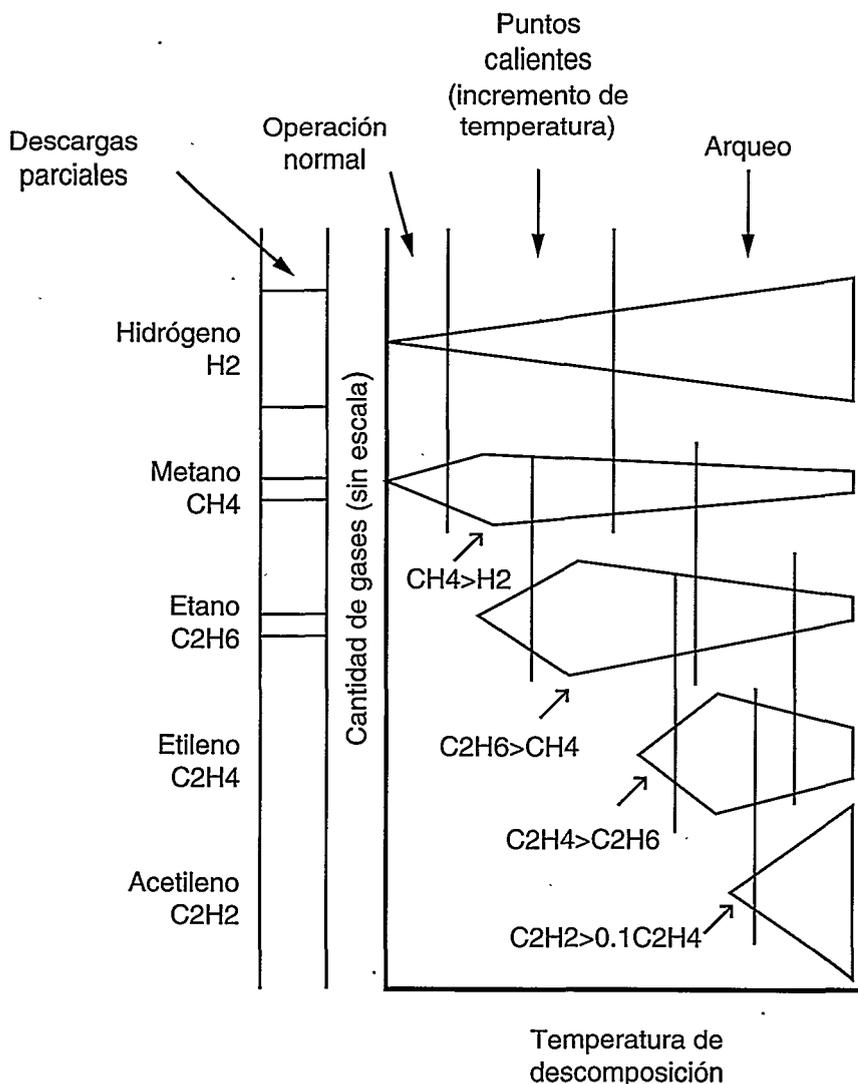
condición del transformador: la gráfica de Dörnenburg, el triángulo de Duval, el método nomográfico, patrones de diagnóstico a través del análisis de gases disueltos (AGD) y relaciones entre gases de R. R. Rogers. Las primeras cuatro están orientadas a diagnosticar la condición del transformador basándose en una interpretación gráfica. En las figuras 9, 10, 11 y 12 se muestran los formatos empleados por cada una de estas

técnicas. Existen dos maneras de representar los resultados de la cromatografía de gases: a partir de las concentraciones individuales de cada gas y por las relaciones entre gases.

Las técnicas del triángulo de Duval, el nomográfico y el de patrones de diagnóstico a través del análisis de gases disueltos (AGD) utilizan las concentraciones individuales, mientras que los métodos de Dörnenburg y el de Rogers usan las relaciones entre gases. Estas relaciones son: acetileno/etileno (C_2H_2 / C_2H_4), metano/hidrógeno (CH_4 / H_2), etileno/etano (C_2H_4 / C_2H_6) y dióxido de carbono/monóxido de carbono (CO_2 / CO) [Dörnenburg, E. *et al.*, 1967; Duval, M., 1974; Rogers, R. R., 1978]. El cuadro 2 muestra los códigos de diagnóstico por medio del análisis de gases disueltos en el aceite mineral, tomando como punto de partida la técnica de Rogers.

A manera de ejemplo, en el cuadro 3 se tiene el historial de los gases disueltos de un autotransformador de potencia de una subestación de la CFE de 25/33.3 MVA, 230/115/13.8 kV con cambiador de derivaciones con carga. Para diagnosticar el estado de dicho autotransformador se aplicó la técnica de Rogers. De las mediciones realizadas en el Buchholz, en el tanque principal y en la válvula inferior, se obtuvieron los códigos de falla 1.0.0/1.0.1/1.0.0, respectivamente, indicando arcos de baja energía. En una fecha posterior se obtuvieron los códigos 1.0.2/2.0.2 para el tanque principal y el tanque del cambiador de derivaciones, respectivamente, lo cual indicó la presencia de productos de descomposición por arco en el tanque principal, que provenían del tanque del cambiador de derivaciones. De acuerdo con el historial del equipo e información del

FIGURA 8
Relaciones comparativas de evolución de gases generados en el aceite como una función de la energía disipada en el proceso de fallas.

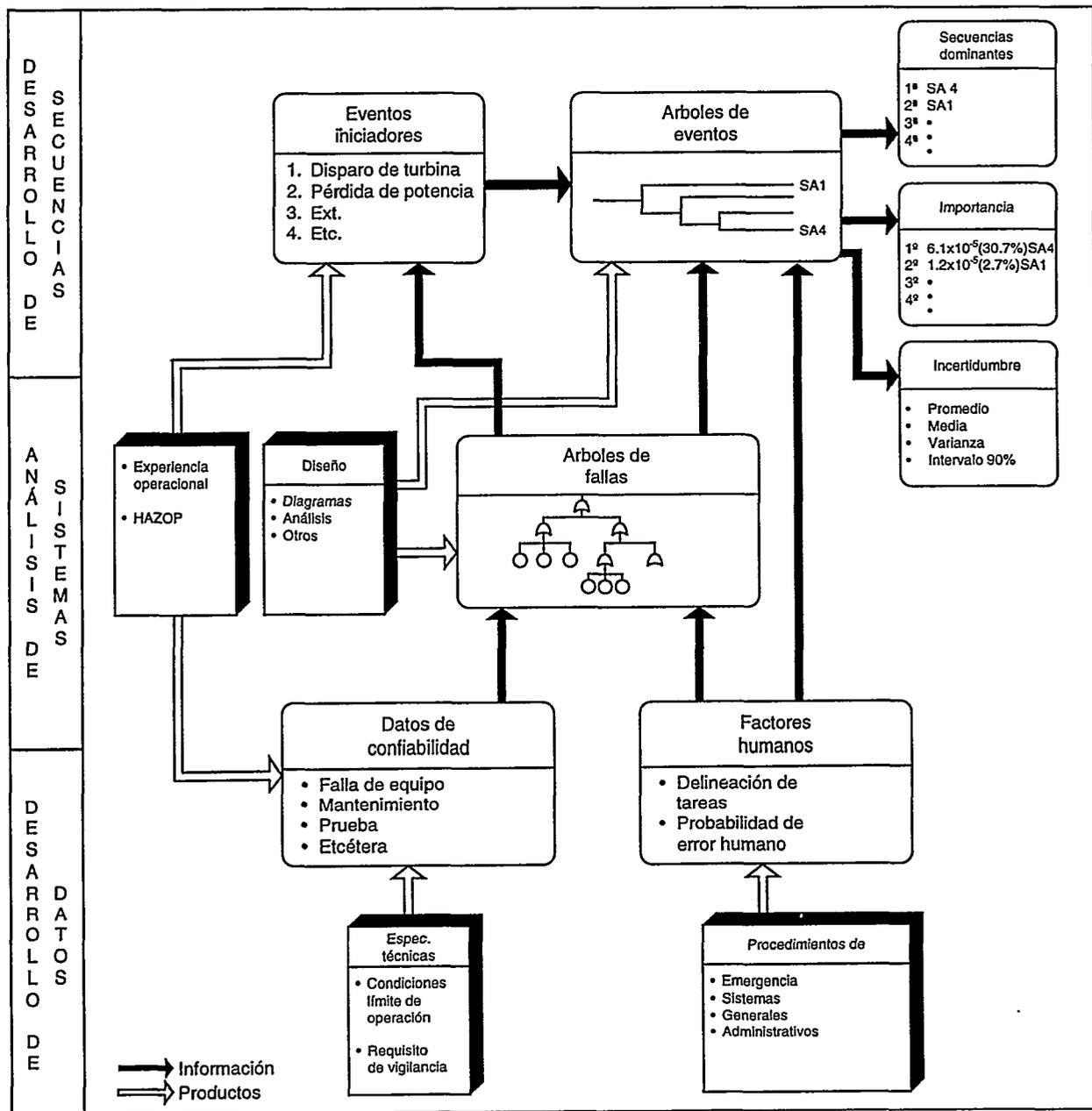


Los análisis cuantitativos de riesgos pueden ayudar también tanto a las autoridades como al público en general al contar con una mejor estimación de la incertidumbre asociada con la operación segura de la instalación, la cual es inherente a la percepción individual del riesgo.

representa todas las posibles combinaciones de acciones, eventos y estados que causan la falla del sistema o instalación. El modelo lógico de la instalación se alimenta con una gran cantidad de información que va desde los eventos indeseables o iniciadores, tasas de falla de los equipos y

programas de mantenimiento de equipos y componentes, hasta procedimientos operativos y de emergencia, entre otros. Existen varias fuentes de información que se utilizan para obtener la información de entrada al modelo; algunas corresponden a registros históricos de la instalación o forman

FIGURA 1
Uso de información y productos principales en APR.



parte de la literatura pública, y unas más requieren determinarse por alguna otra técnica como es el caso de los eventos iniciadores en la industria química y petroquímica, donde para tal fin en el IIE se utiliza la técnica de HAZOP (Hazard and Operability Analysis) o los índices de desempeño del personal de operación considerando los factores humanos, que también se calculan.

Los resultados que se obtienen con este tipo de estudios no sólo son índices cuantitativos de riesgos, sino también resultados cualitativos que se generan durante el desarrollo del estudio y, en especial, en la construcción de los árboles de fallas. Durante dicho ejercicio se identifican inmediatamente problemas potenciales, así como las recomendaciones correspondientes. Los resultados cuantitativos más

importantes de los APR son:

- Probabilidad de ocurrencia de los eventos tope o accidentes.
- Secuencias dominantes de accidente.
- Estados de daño de la instalación.
- Análisis de consecuencias.
- Conjuntos mínimos de corte; es decir, conjuntos de combinaciones mínimas necesarias de eventos básicos para la ocurrencia del evento tope.
- Importancia probabilística de los sistemas, equipos y componentes.

Con los resultados del estudio se puede generar una serie de recomendaciones que mejoren la seguridad de la instalación y que maximicen la reducción de la probabilidad del evento tope o accidente. Aún más, las

recomendaciones se pueden validar mediante un análisis de sensibilidad, en el que se llevan a cabo las modificaciones sugeridas en el modelo; posteriormente se cuantifican nuevamente los índices de riesgo y se comparan con los resultados de la configuración real.

Actualmente el IIE desarrolla este tipo de estudios tanto para la central nucleoelectrónica Laguna Verde (CNLV) como para la región norte de Petróleos Mexicanos (Pemex) Exploración y Producción. En la figura 2 se muestra la metodología general de desarrollo de los análisis probabilísticos de riesgos, niveles 1 y 2, efectuados para la CNLV. Tales estudios permitieron cumplir con un requisito regulador emitido por la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias (CNSNS) —organismo regulador mexicano en

FIGURA 2
Metodología utilizada para APR de la central nucleoelectrónica Laguna Verde.

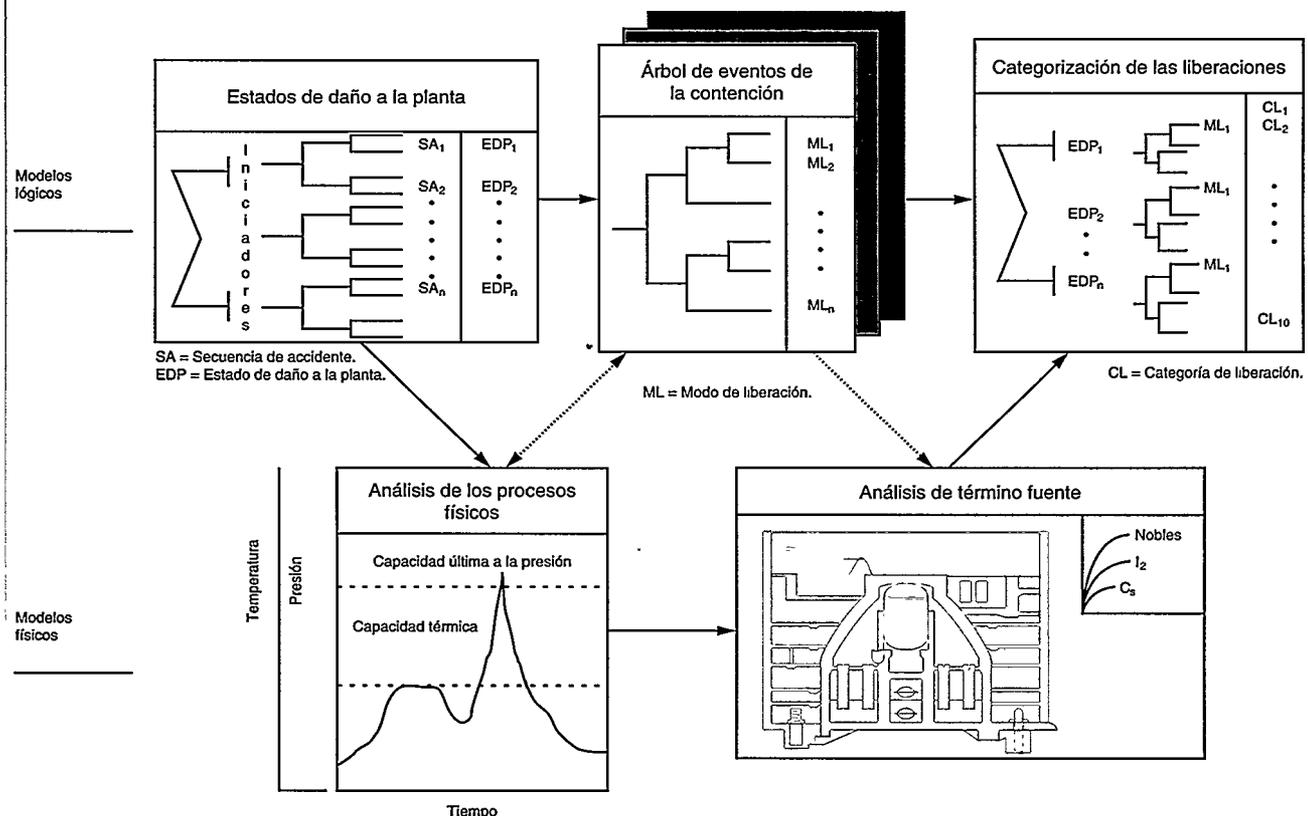


FIGURA 9
Gráfica de indicadores de falla en transformadores por el método de Dörnenburg.

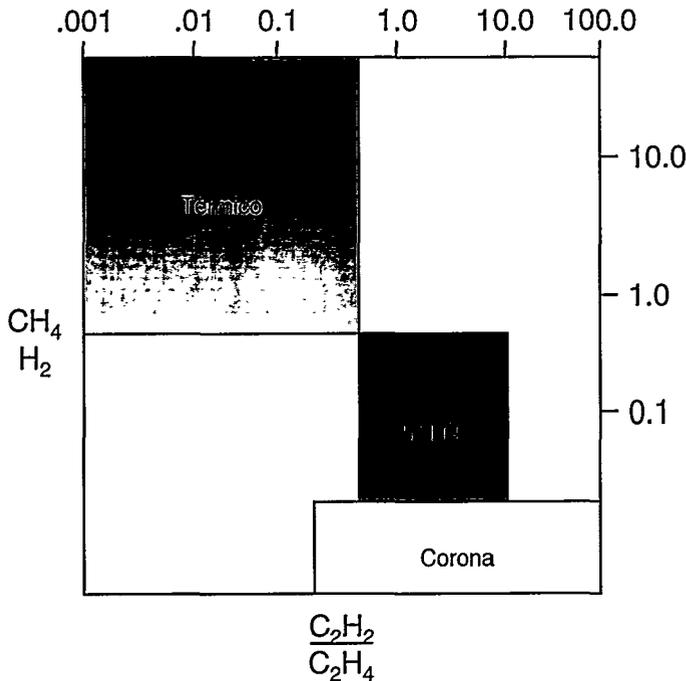
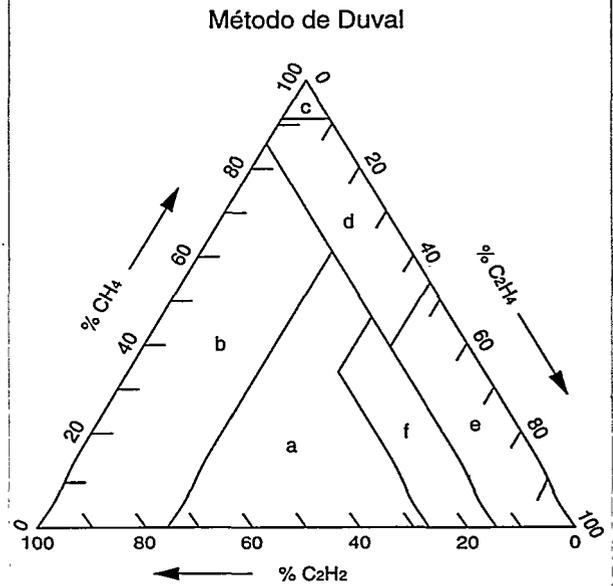


FIGURA 10
Triángulo de Duval.



- a. Arcos de alta energía.
- b. Arcos de baja energía.
- c. Descargas corona.
- d. Calentamiento $T < 200^{\circ}\text{C}$.
- e. Calentamiento $200^{\circ}\text{C} < T < 400^{\circ}\text{C}$.
- f. Calentamiento $T > 400^{\circ}\text{C}$.

personal de mantenimiento, se pensó que el aceite del tanque del cambiador estaba invadiendo el tanque principal del transformador. Al retirar de servicio la unidad y efectuar una inspección visual, se encontró que la cuba principal del cambiador presentaba una fuga en un retén del acoplamiento de la barra de mando del ruptor (*diverter switch*) al selector y que el aceite contaminado se estaba filtrando al tanque principal (tal y como lo especificó el código de falla).

La principal desventaja de las técnicas de diagnóstico que usan el análisis de gases disueltos en el aceite es la necesidad de que la falla esté activa por algún tiempo para permitir que los gases generados sean detectados, debido al volumen de aceite que está involucrado.

La presencia y concentración de

los gases generados depende del tipo, localización y temperatura de la falla; solubilidad y grado de saturación de los diferentes gases en el aceite; el sistema de preservación del aceite; el tipo y relación de circulación del aceite; de los diferentes materiales que se encuentran involucrados en el proceso de degradación, y de los procedimientos de muestreo y medición.

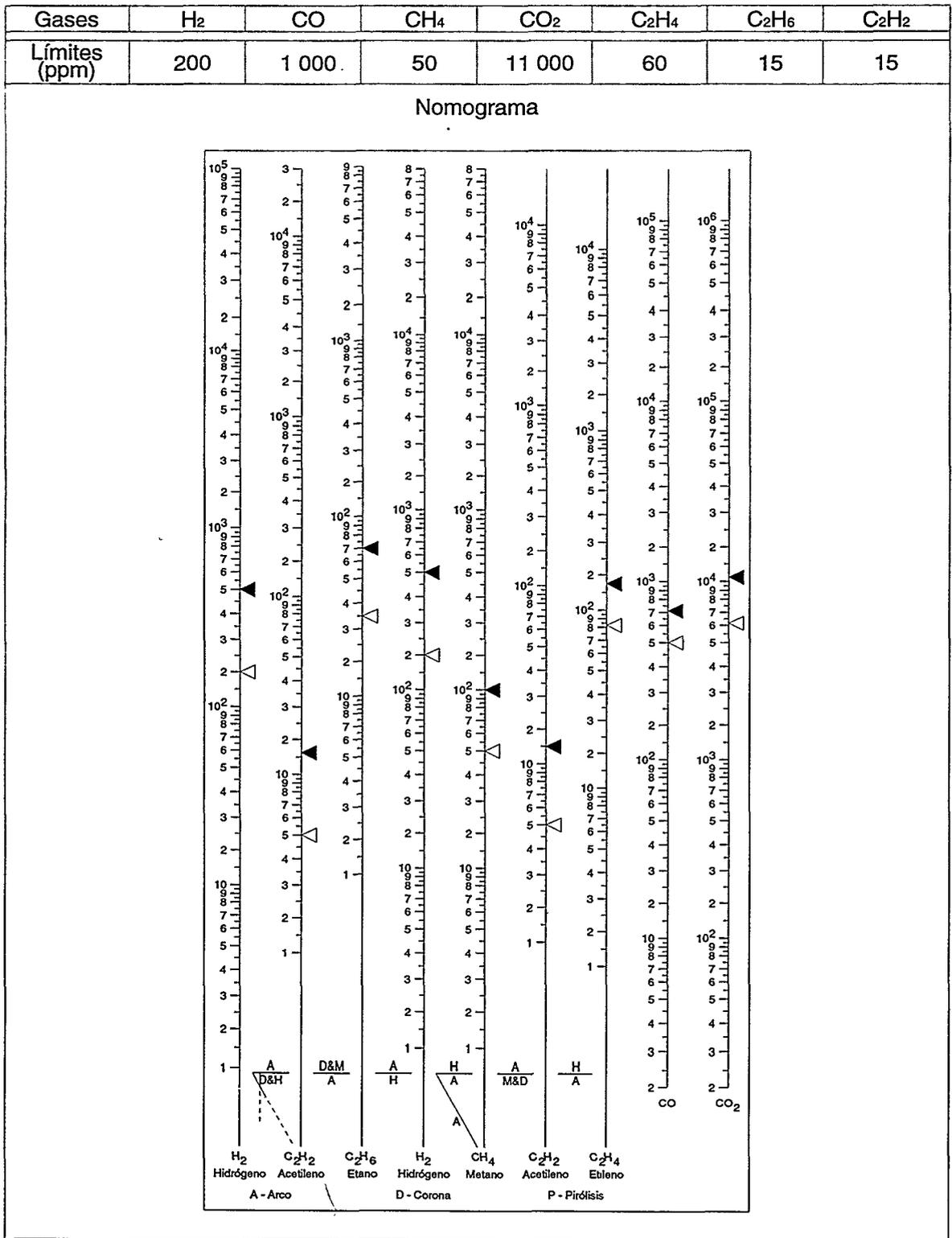
Los resultados de varias pruebas indican que los procedimientos para el análisis de gases tienen una lógica difícil, por lo que es determinante la precisión de los resultados obtenidos, especialmente cuando intervienen varios laboratorios. Por esta razón se recomienda un segundo análisis en diferentes puntos del transformador, con el fin de confirmar el diagnóstico

antes de tomar decisiones al respecto [IEEE C57.104, 1991].

Correlación entre métodos

Para obtener un diagnóstico en línea más preciso del proceso de degradación de los transformadores de potencia, se requiere de la utilización simultánea de las técnicas de análisis de gases disueltos y de la de emisiones ultrasónicas. Si un diagnóstico, a través del análisis de gases disueltos, muestra la existencia de productos asociados con la degradación de celulosa por la actividad de descargas parciales, y el diagnóstico de emisiones ultrasónicas indica la existencia de una fuente de descargas parciales ubicada en alguna zona donde existe aislamiento sólido, se

FIGURA 11
Método nomográfico para la interpretación de gases disueltos en el aceite aislante.



CUADRO 2

Código para examinar el gas disuelto en aceite mineral con base en R. R. Rogers.

Código para relaciones	Relaciones de gases característicos			Ejemplos típicos
	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6	
< 0.1	0	1	0	
0.1 - 1	1	0	0	
1 - 3	1	2	1	
> 3	2	2	2	

Caso	Falla característica	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6	Ejemplos típicos
0	No hay falla	0	0	0	Envejecimiento normal.
1	Descargas parciales de baja energía	0	1	0	Descargas en cavidades rellenas de gas resultado de una impregnación incompleta o alta humedad.
2	Descargas parciales de alta energía	1	1	0	Descargas en cavidades rellenas de gas resultado de una impregnación incompleta o alta humedad, pero presentando degradación o perforación de aislamiento sólido.
3	Descargas de baja energía (ver nota 1)	1 a 2	0	1 a 2	Arqueos continuos en el aceite debido a malas conexiones de diferente potencial o a un potencial flotado. Ruptura de aceite entre materiales sólidos.
4	Descargas de alta energía	1	0	2	Descargas repetitivas. Ruptura del aceite por arqueo entre devanados o bobinas o entre bobinas y tierra.
5	Falla térmica por temperaturas inferiores a 150°C (ver nota 2)	0	0	1	Sobrecalentamiento de conductor aislado.
6	Falla térmica por temperaturas en el rango de 150 a 300°C (ver nota 3)	0	2	0	Sobrecalentamiento localizado en el núcleo debido a concentraciones de flujo. Incremento de temperatura en puntos calientes; sobrecalentamiento del cobre debido a corrientes circulantes, falsos
7	Falla térmica por temperaturas en el rango de 300 a 700°C	0	2	1	contactos/uniones (formación de carbón debido a pirólisis).
8	Falla térmica por temperaturas superiores a 700°C (ver nota 4)	0	2	2	

Nota 1. Si se detecta una tendencia positiva para C_2H_2/C_2H_4 desde 0.1 a >3 y un incremento de C_2H_4/C_2H_6 , de 1 a 3 hasta >3 significa un aumento en la intensidad de la descarga. El código de la falla en estado incipiente será 1.0.1.

Nota 2. En este caso los gases provienen de la descomposición del aislamiento sólido, ello explica el valor de C_2H_2/C_2H_4 .

Nota 3. Esta condición de falla normalmente se detecta por el incremento en las concentraciones de gases. CH_4/H_2 es aproximadamente igual a 1, esto depende del diseño del sistema de preservación del aceite, el nivel de temperatura y la calidad del aceite.

Nota 4. Un incremento en C_2H_2 indica que el punto caliente es mayor a 1 000 °C.

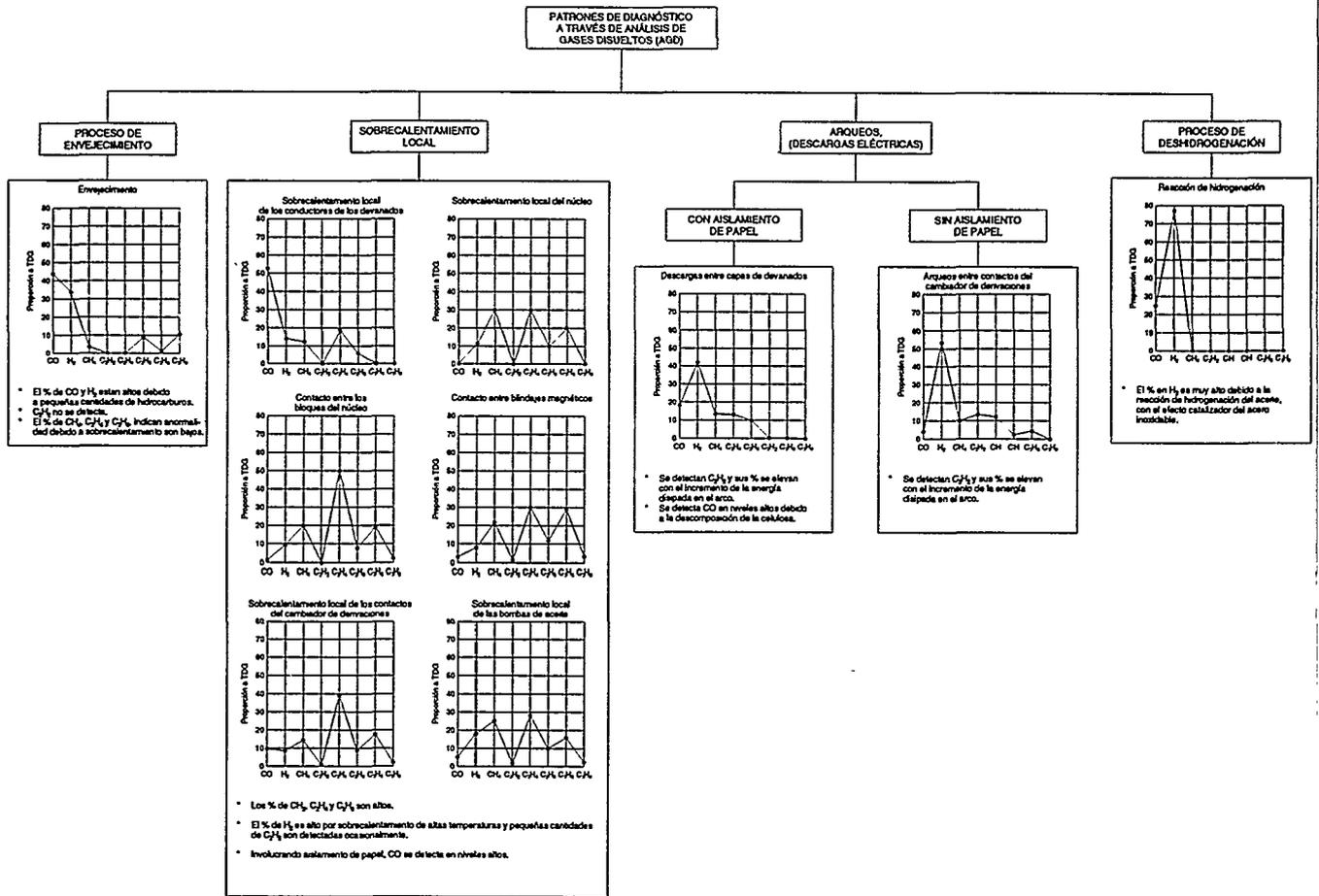
Consideraciones generales:

(1) Los valores establecidos para las relaciones deben ser considerados únicamente como típicos.

(2) Los transformadores con cambiador de derivaciones con carga pueden presentar fallas del tipo 2.0.2/1.0.2, dependiendo de la filtración o transmisión de productos de descomposición por arco, del tanque del ruptor (*diverter switch*), al tanque principal del transformador.

(3) Se pueden obtener combinaciones de relaciones no incluidas. Algunas referencias dan la interpretación de tales combinaciones.

FIGURA 12
Patrones de diagnóstico a través del análisis de gases disueltos (AGD).



CUADRO 3
Historial de análisis de gases disueltos en el aceite aislante.

Fecha	H ₂ *	O ₂ *	N ₂ *	CH ₄ *	CO*	CO ₂ *	C ₂ H ₄ *	C ₂ H ₆ *	C ₂ H ₂ *	%Gas comb.	%Gas disuelto	Medición
23/2/97	35	1 860	60 119	5	138	609	12	4	35	0.0240	6.58	Tanque principal
9/3/97	30	1 111	72 234	16	192	916	24	27	40	0.0350	6.98	Buchholz
	33	4 730	76 840	9	175	812	22	12	45	0.0370	6.52	Tanque principal
24/3/97	26	4 028	68 548	5	145	833	23	6	40	0.0262	6.74	
5/4/97	7	22 102	109 538	0	10	240	1	0	6	0.0026	6.87	Tanque del cambiador de derivaciones desgasificado
8/4/97	9	32733	138411	2.64	25	158	1	3	2	0.0053	6.95	Buchholz
	6	1978	28657	3	25	500	2	8	4	0.0059	1.63	Válvula inferior

* Resultados dados en partes por millón (ppm).

concluye que la fuente de descargas parciales está localizada en el área indicada.

La información de las dos técnicas se complementa de otras maneras. Por ejemplo, algunas veces la presencia de ciertos compuestos en el análisis de gases es tan compleja que no es posible determinar si la causa se debe a descargas parciales o si tiene un origen térmico. El sistema de diagnóstico, a través de emisiones ultrasónicas, responde sólo a señales producidas por descargas parciales o arcos. Un fenómeno puramente térmico no produce estas señales, por lo tanto la presencia de emisiones ultrasónicas junto con el análisis de gases confirma la existencia de descargas parciales. Igualmente, la ausencia de emisiones ultrasónicas como en este caso indica que el problema es de origen térmico. Debido a ello, se recomienda que los resultados del análisis de gases disueltos en el aceite se tomen en cuenta cuando se realice el diagnóstico a través de emisiones ultrasónicas.

Conclusiones

A través del desarrollo y aplicación de técnicas de diagnóstico no invasivas, dos de reciente implementación en la CFE (la vibracional y la ultrasónica) y con el apoyo de una técnica de diagnóstico más conocida, la técnica de gases disueltos en el aceite aislante, es posible determinar cierto tipo de fallas incipientes en transformadores de potencia. La utilización de la técnica ultrasónica demostró la factibilidad de usar dichos monitoreos periódicos en línea en el diagnóstico de cierta clase de eventos.

Al igual que la técnica ultrasónica, el análisis de señales de vibración medidas en puntos definidos de las

paredes del tanque del transformador usando acelerómetros es una herramienta no invasiva de diagnóstico de la condición mecánica de los cambiadores de derivaciones con carga de transformadores de potencia.

Los diagnósticos realizados hasta la fecha permiten contar con las firmas vibracionales de referencia de diferentes tipos de cambiadores, así como con los tiempos de ocurrencia de cada uno de los eventos, lo cual queda como referencia para su comparación en futuros diagnósticos.

Tales técnicas, en conjunto con las de gases disueltos en aceite aislante, han permitido diagnosticar problemas de arco, blindaje del núcleo y fallas mecánicas del cambiador en diferentes transformadores de 230 y 400 kV instalados en subestaciones de la CFE.

El uso generalizado de dichas técnicas no invasivas en el diagnóstico de la condición de los transformadores de potencia ayudará a reducir las pérdidas e incrementar la confiabilidad del sistema, y permitirá conocer el estado operativo de los equipos diagnosticados. Además, los avances tecnológicos en las áreas de adquisición de datos facilitará que técnicas como el análisis de furales y el conteo de partículas en aceite se perfeccionen y se apliquen en forma generalizada en México a corto plazo; con ellas se obtendrá un diagnóstico más integral de la condición de los transformadores de potencia.

No se debe perder de vista que el desarrollo y la aplicación de técnicas de diagnóstico a transformadores de potencia tiene como objetivos principales el incremento de la confiabilidad del sistema a través de la reducción del índice de fallas y el incremento de la vida útil de los equipos, al igual que

la reducción de los costos de mantenimiento, al pasar de un mantenimiento periódico a uno basado en condiciones reales.

Referencias

Bengtsson, C., "Status and trends in transformers monitoring", *IEEE Transactions on power delivery*, vol. II, núm. 3, julio de 1996.

Bengtsson, Kols, Martinsson, Stenestam, Foata, Léonard, Rajotte y Aubin, *Acoustic diagnosis of tap changers*, CIGRE 12-101, 1996.

Lián, R., R. Álvarez y L. Jiménez, *Diagnóstico de los autotransformadores AT-5, AT-6, AT-7 y AT-R de la SE Huinalá a través del monitoreo de señales de vibración*, reporte IIE/03/32/10979/RP/04/97.

PC57.127/D2, *Trial use guide for the detection of acoustic emissions from partial discharges in oil-immersed power transformers*, prepared by dielectrics tests subcommittee, 1989.

Lián, R., R. Álvarez y L. Jiménez, *Diagnóstico del autotransformador trifásico AT-R de la SE Aeropuerto (ATTNE) a través del monitoreo de señales acústicas*, reporte IIE/03/32/10979/RP/05/97.

Myers, S. D., J. J. Kelly y R. H. Parrish, *A guide to transformer maintenance*, S. D. Myers Inc., Akron, Ohio, 1981.

Dörnenburg, E. y O. E. Gerber, "Analysis of dissolved and free gases for monitoring performance of oil-filled transformers", *Brown Boveri Review*, vol. 54, núm. 213, 1967.

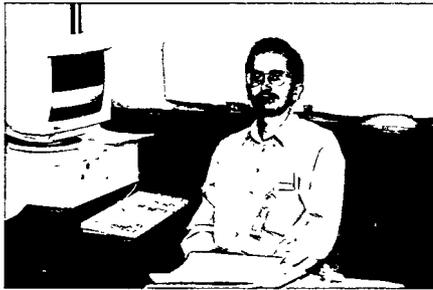
Duval, M., *Fault gases formed in oil-filled breathing EHV power transformers. The interpretation of gas analysis data*, IEEE-PES, Conf. paper C74 476-8, 1974.

Rogers, R. R., "IEEE and IEC codes to interpret incipient faults in transformers, using gas in oil analysis", *IEEE transactions*, EI-13, núm. 5, 1978.

IEEE C57.104, *IEEE guide for the interpretation of gases generated in oil-immersed transformers*, 1991.

ROBERTO LIÁN GARCÍA

Ingeniero eléctrico por la Universidad Autónoma de Coahuila (1983); maestro en sistemas computacionales egresado en 1984 del Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey (ITESM), campus Morelos, y doctor en



ingeniería eléctrica por la University de Salford, Inglaterra (1994). Su área de especialidad es el diseño y la operación de equipos de interrupción y seccionamiento. En 1982 ingresó al IIE a la Unidad de Equipos Eléctricos, donde actualmente se desempeña como jefe de proyecto. Obtuvo el 2o. lugar de tesis de licenciatura en el V Certamen Nacional de tesis sobre diseño y fabricación de equipo eléctrico, así como mención honorífica del Premio Nacional de Ciencia y Tecnología 1982. Ha sido investigador honorario del Departamento de Energía Eléctrica y Electrónica de la Universidad Liverpool, Inglaterra, y pertenece al Condition Monitoring Inner Circle of the Current Zero Club, organización internacional dedicada a la investigación de arco eléctrico en equipos de interrupción. Es miembro de los grupos Equipo Primario de Desconexión y Restauradores CFE/Lapem/IIE. Ha publicado diversos artículos técnicos tanto en México como en el extranjero relacionados con el desarrollo y la aplicación de nuevas técnicas de diagnóstico para equipos de interrupción y seccionamiento, así como de transformadores de potencia.

RAFAEL ÁLVAREZ TORRES



Ingeniero mecánico eléctrico de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) (1990) y maestro en sistemas eléctricos de potencia (1993)

por el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey (ITESM). En 1993 ingresó al IIE a la Unidad de Equipos Eléctricos. Autor de varios artículos técnicos publicados en nuestro país, obtuvo el segundo lugar de tesis de licenciatura en el XII Certamen Nacional de tesis sobre diseño y fabricación de equipos eléctrico.

LEÓN JIMÉNEZ POSADA



Ingeniero eléctrico por la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica (ESIME) del Instituto Politécnico Nacional (IPN), en 1961. Cuenta con 35 años de experiencia en los sistemas de la CFE; así, 12 años fue jefe

del Área de Transmisión y Transformación Noreste, y por diez años fungió como coordinador del Comité de Transformadores de la Coordinadora de Transmisión y Transformación. Su área de especialidad es la operación y el mantenimiento de subestaciones de potencia y líneas de transmisión. Desde 1996 es consultor externo de la Unidad de Equipos Eléctricos del IIE.

FRANCISCO ALBERTO CONTRERAS GONZÁLEZ



Licenciado (1980) y maestro (1993) en ciencias químicas por el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey (ITESM). Cuenta con 17 años de experiencia en la

CFE, en donde desarrolló la planta regeneradora de aceite y el laboratorio de aceites aislantes del Área de Transmisión y Transformación Noreste (ATTNE). Actualmente es jefe del Departamento de Investigación y Desarrollo de la misma ATTNE.

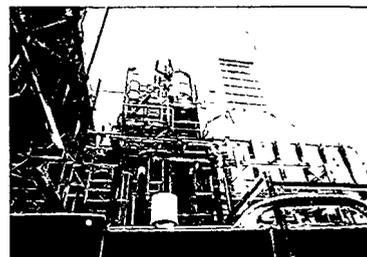
ARTURO NÚÑEZ DOMÍNGUEZ

Realizó sus estudios de ingeniería



eléctrica en la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica (ESIME) del Instituto Politécnico Nacional (IPN) de 1992 a 1997. Durante dos años (1994-1996) laboró en la industria privada en el área de diagnóstico de transformadores y mantenimiento a subestaciones en Electrotecnia y Servicios Industriales; pertenece al IEEE y actualmente es becario de servicio social en la Unidad de Equipos Eléctricos del IIE.

Evaluación del potencial nacional de cogeneración como opción en la expansión del Sistema Eléctrico Nacional



La Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (Conae) llevó a cabo un estudio para determinar la cantidad de energía eléctrica potencialmente disponible por cogeneración en el sector industrial de nuestro país. La metodología del estudio y sus resultados han sido publicados por la Conae en 1995 [Conae, 1995].

El estudio de la Conae se fundamenta en una encuesta entre las empresas con mayor consumo de combustibles pertenecientes a los sectores industrial y comercial, y al ramo petroquímico de Petróleos Mexicanos (Pemex). Las empresas comprendidas en la muestra estudiada (1700 aproximadamente) consumen en su conjunto alrededor del 94% del combustible (gas natural y combustóleo) que Pemex distribuye en el país entre esos sectores.

Los resultados del estudio ubican el potencial de cogeneración en el rango definido por los siguientes estimados:

1) El escenario bajo con un potencial de 5770 MW para producir anualmente 4.55×10^7 MWh de energía eléctrica.

2) El escenario alto con un potencial de 10 819 MW para producir anualmente 9.47×10^7 MWh de energía eléctrica.

Contribuyen al potencial de cogeneración los diversos sectores industriales, los que a su vez se

encuentran en distintas regiones del territorio nacional.

A petición de la Conae, la Unidad de Análisis de Redes del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) realizó un estudio [Nieva, R. *et al.*, 1996] con el objetivo de evaluar los efectos de considerar la cogeneración como una opción en la expansión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). La metodología y los resultados de dicho estudio se presentan en este artículo.

Metodología

Para evaluar el beneficio del potencial de cogeneración se realizaron estudios de planificación de la expansión del SEN en un horizonte de 19 años (1996-2014), considerando diversas alternativas de tecnologías de generación: once tipos de generación termoeléctrica (vapor, carboeléctrica, nuclear, geotérmica, ciclo combinado, turbogás), 21 proyectos hidroeléctricos y tres tipos de tecnologías de cogeneración.

Los estudios comprenden el análisis de 12 casos. Los casos se

Rolando Nieva, Julio A. Hernández, Enrique Portes* y José M. Álvarez*

Para evaluar el beneficio del potencial de cogeneración se realizaron estudios de planificación de la expansión del SEN en un horizonte de 19 años (1996-2014), considerando diversas alternativas de tecnologías de generación: once tipos de generación termoeléctrica (vapor, carboeléctrica, nuclear, geotérmica, ciclo combinado, turbogás), 21 proyectos hidroeléctricos y tres tipos de tecnología de cogeneración.

diseñaron considerando las combinaciones de dos escenarios de crecimiento de demanda con dos escenarios de evolución de precios de combustibles y tres escenarios de potencial de cogeneración. Para cada caso se obtiene el plan de expansión del SEN con menor costo total de inversión y producción.

El efecto del aprovechamiento de la cogeneración se estima comparando los resultados de los casos en los que la cogeneración es una alternativa de expansión con los casos en que no lo es. Se analiza el

* Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (Conae).

Los estudios comprenden el análisis de 12 casos. Los casos se diseñaron considerando las combinaciones de dos escenarios de crecimiento de demanda, con dos escenarios de evolución de precios de combustibles y tres escenarios de potencial de cogeneración. Para cada caso se obtiene el plan de expansión del SEN con menor costo total de inversión y producción.

efecto de la cogeneración en los costos de producción, en el consumo de combustibles, en los costos de inversión, en la magnitud y en la composición de la capacidad termoeléctrica agregada. También se observa la cronología de instalación de las tecnologías de cogeneración y su aprovechamiento regional.

Los planes de expansión se obtuvieron mediante el modelo de Planeación de la Expansión de los Sistemas de Generación y transmisión PEGyT [Ruiz, M. *et al.*, 1994].

Los escenarios y los casos de estudio

Escenarios de crecimiento de la demanda

Los escenarios de crecimiento de demanda de energía eléctrica considerados corresponden a dos proyecciones extremas previstas en el *Desarrollo del mercado eléctrico 1989-2002* [CFE, 1994], las cuales proyectan el crecimiento de la demanda en el SEN en un escenario alto de 5.4% y en un escenario bajo de 3.8% hasta el año 2003. Las proyecciones de la demanda para años posteriores al 2003 se obtuvieron mediante extrapolación, considerando las tasas de crecimiento correspondientes.

Escenarios de evolución de los precios de los combustibles

Se consideraron dos escenarios de evolución de precios de combustible: el escenario medio y el escenario alto, publicados en *Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico* [CFE, 1994]. Se consideran los precios externos de referencia (internacionales) para eliminar las posibles distorsiones causadas por subsidios y otras situaciones coyunturales de la economía.

Las figuras 1 y 2 presentan la evolución de los precios en los escenarios medio y alto, respectivamente.

En el escenario medio, el precio por unidad de energía calorífica del gas y del combustóleo crecen con respecto al carbón y al combustible nuclear, que permanecen virtualmente constantes a lo largo del horizonte de planeación. El precio del combustóleo es prácticamente igual al del gas en el inicio, pero crece hasta llegar a ser aproximadamente un 12% más caro al final del horizonte de planeación.

En el escenario alto, los precios del combustóleo y del gas crecen en relación con el carbón y el

En el caso de tecnologías de cogeneración, los parámetros de costos de inversión, costos de producción y consumo específico merecen un trato especial para reflejar en ellos el elemento esencial de la cogeneración: la utilización de la energía térmica útil en procesos industriales ajenos a la producción de electricidad.

combustible nuclear, que se mantienen casi constantes. El precio del combustóleo relativo al gas también crece hasta terminar aproximadamente un 36% más caro que este último.

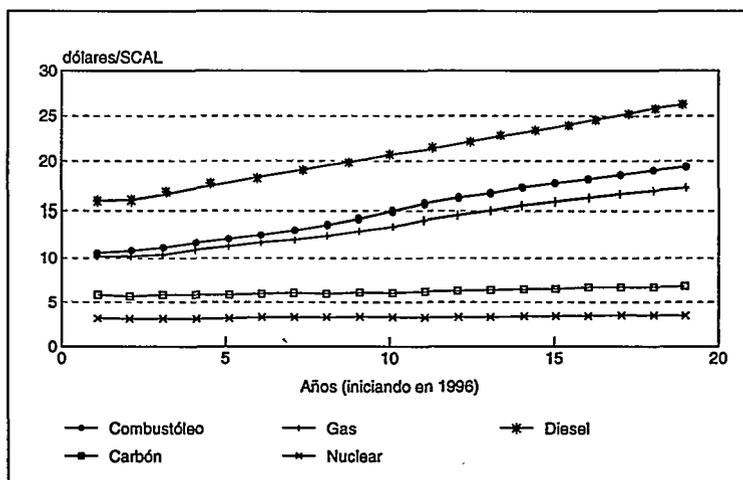
Los precios de referencia al año de 1996 que se usaron para el estudio se muestran en el cuadro 1.

Escenarios de potencial de cogeneración

Se consideraron los siguientes escenarios:

- a) Escenario nulo. Es la condición de referencia. La cogeneración no es una opción para la expansión del SEN.
- b) Escenario bajo. El potencial es de 5770 MW de potencia eléctrica [Conae, 1995].
- c) Escenario alto. El potencial es

FIGURA 1
Precios de combustibles, escenario medio.



El elemento esencial de la cogeneración: la utilización de la energía térmica útil en procesos industriales ajenos a la producción de electricidad.

de 10 818 MW de potencia eléctrica [Conae, 1995].

Los casos de estudio

En el cuadro 2 se presenta la relación de casos de estudio, así como los escenarios de potencial de cogeneración, el crecimiento de la demanda y la evolución de precios que caracterizan cada caso.

Tecnologías de cogeneración

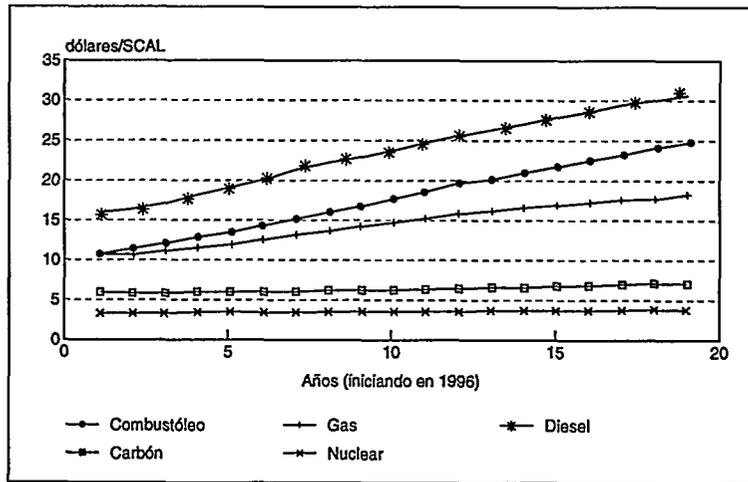
Para propósitos del estudio se seleccionaron como opciones de expansión tres tipos diferentes de tecnologías de cogeneración: motor alternativo, turbogás y ciclo combinado.

Las capacidades características de estas tecnologías típicamente se encuentran dentro de los siguientes rangos:

- Motor alternativo capacidad < 3 MW
- Turbogás 3 MW < capacidad < 50 MW
- Ciclo combinado capacidad > 50 MW

Considerando el potencial promedio de cogeneración por tipo de empresa encuestada (siderúrgica, cementera, química, papelera, minera, hulera,

FIGURA 2
Precios de combustibles, escenario alto.



manufacturera, alimenticia, textil, vidriera y automotriz) se seleccionó la capacidad representativa de las tecnologías de cogeneración. Estas son: 66 MW para la tecnología de ciclo combinado, 6 MW para turbogás y 1 MW para motor alternativo.

Caracterización de tecnologías de cogeneración

Las tecnologías termoeléctricas en el modelo PEGyT se caracterizan en términos de los siguientes parámetros: capacidad nominal (MW), carga mínima, disponibilidad media esperada debido a fallas, semanas de mantenimiento preventivo al año, vida útil, consumo específico de combustible, costos unitarios de inversión y costos

CUADRO 2
Relación de casos de estudio.

Caso	Potencial de cogeneración	Crecimiento de demanda	Escenario de precios de combustibles
c1	Nulo	Alto	Medio
c2	Bajo	Alto	Medio
c3	Alto	Alto	Medio
c4	Nulo	Alto	Alto
c5	Bajo	Alto	Alto
c6	Alto	Alto	Alto
c7	Nulo	Bajo	Medio
c8	Bajo	Bajo	Medio
c9	Alto	Bajo	Medio
c10	Nulo	Bajo	Alto
c11	Bajo	Bajo	Alto
c12	Alto	Bajo	Alto

CUADRO 1
Precios de combustibles (1996).

Combustible	Precio (dólares/unidad)	Unidad
Combustóleo	16.79	Barril
Gas natural	2.67	Miles de pies ³
Diesel	25.21	Barril
Carbón	33.08	Tonelada métrica
Nuclear	8.16	MWh

unitarios de producción.

En el caso de tecnologías de cogeneración, los parámetros de costos de inversión, costos de producción y consumo específico merecen un trato especial para reflejar en ellos el elemento esencial de la cogeneración: la utilización de la energía térmica útil en procesos industriales ajenos a la producción de electricidad.

El costo de producción por uso de combustible y el consumo específico de combustible dependen del valor del régimen térmico de cada tecnología (Kcal/KWh).

El supuesto básico para la caracterización del régimen térmico de las tecnologías de cogeneración es que existe un proceso industrial que utiliza una energía térmica útil (E_{T_u}) proveniente de la transformación de una energía calorífica (E_c), mediante la combustión de un energético, con una eficiencia de conversión n_c .

Un sistema de cogeneración adaptado al proceso industrial produce energía térmica útil (E_{T_u}) —la misma que el proceso industrial demanda— y una energía eléctrica (E_e) adicional, transformando una energía calorífica E_{c_9} de entrada con eficiencias n_i y n_o , respectivamente.

La energía que se inyecta en el sistema de cogeneración (E_{c_9}) es mayor que la energía calorífica E_c del sistema de combustión original. En cambio, el sistema de cogeneración produce también energía eléctrica. Para propósitos del modelo de planificación de la expansión, el consumo específico equivalente (r_i) del sistema de cogeneración es la relación de la diferencia entre la energía calorífica ($E_{c_9} - E_c$) del sistema de cogeneración y el sistema de combustión original y la energía eléctrica que produce (E_e) el sistema de cogeneración. Es decir:

$$r_i = (E_{c_9} - E_c) / E_e$$

o también:

$$r_i = (n_c - n_i) 0.86 / n_c n_o$$

donde todas las eficiencias se expresan por unidad (p.u.) y r_i en Gcal/MWh. Así, el incremento en la energía calorífica de entrada requerido por el sistema cogeneración-proceso industrial, necesario para producir E_e (MWh) es: $r_i E_e$.

Utilizando las eficiencias típicas de sistemas de combustión industrial y cogeneración [Nieva, R. *et al.*, 1996], $n_c=0.75$, $n_i=0.4$, $n_o=0.3$, el régimen térmico equivalente de tecnologías de cogeneración es $r_i=1.3378$ Gcal/MWh.

El costo de producción asociado con el consumo de combustible es entonces $C_c r_i E_e$, donde C_c es el costo del combustible en \$/Gcal.

El régimen térmico equivalente para las tecnologías de cogeneración seleccionadas como representativas en este trabajo las proporcionó la Conae. Se presentan en el cuadro 3.

El costo de inversión de las tecnologías considera el costo actualizado al inicio de la operación. Este incluye los costos de los equipos, mano de obra, ingeniería, administración y los intereses durante la construcción. En el caso de las tecnologías de cogeneración, el costo de inversión incluye además los siguientes cargos:

a) Costo de adaptación del proceso industrial y su acoplamiento al sistema de cogeneración que suministrará la energía térmica útil.

b) Costo de la infraestructura de conexión al sistema de suministro de gas.

De acuerdo con estimaciones de la Conae, el costo de adaptación al proceso y de aprovisionamiento de combustibles varía entre un 15 y un

30% de la inversión en tecnología de generación. Así, para los propósitos del estudio se considera un 30% adicional al costo de inversión de cada una de las tecnologías de cogeneración seleccionadas.

En el cuadro 4 se presentan las características básicas de las diversas tecnologías de generación termoeléctrica y de cogeneración consideradas en el estudio. En el cuadro 5 se exhiben los costos de inversión y de producción correspondientes.

El total del potencial de cogeneración en los escenarios alto y bajo se distribuye en las regiones del SEN tal como se muestra en los cuadros 6 y 7.

Resultados del estudio

Efecto del potencial de cogeneración en los costos totales de inversión y producción

Los resultados de costos totales de inversión y producción correspondientes a los 12 casos analizados se muestran en la figura 3. Cabe destacar que los casos c1, c4, c7 y c10 sirven de referencia. En ellos la cogeneración no es una opción.

El efecto de la cogeneración en el

CUADRO 3
Régimen térmico y eficiencias de las tecnologías de cogeneración.

Tecnología	Régimen térmico equivalente (kcal/kWh)	Eficiencia (%)
Ciclo combinado	1322.9	65.0
Turbogás	1373.7	62.6
Motor alternativo	1341.5	64.1

CUADRO 4
Características básicas de las distintas opciones de tecnologías.

Tipo	Capacidad (MW)	Carga mínima (p.u.)	Disponibilidad (p.u.)	Mto (semanas/año)	Vida útil (años)	Combustible	Consumo (&MWh)	&
Convencionales								
Vapor	350	0.65	0.88	6.6	30	Combustóleo	1.568	Barril
Vapor	160	0.65	0.88	5.5	30	Combustóleo	1.710	Barril
Vapor	84	0.65	0.86	8.0	30	Combustóleo	1.818	Barril
Vapor	37.5	0.65	0.87	6.1	30	Combustóleo	1.972	Barril
Carboeléctrica	350	0.50	0.80	5.3	30	Carbón	0.541	Ton
Dual	350	0.50	0.80	7.2	30	Carbón	0.452	Ton
Geotérmica	20	0.30	0.91	3.7	20	MWh	1.000	MWh
Ciclo combinado	220	0.50	0.94	5.3	25	Gas natural	0.206	1000 m ³
Turbogás	100	0.00	0.96	2.8	15	Gas natural	0.353	1000 m ³
Turbogás	30	0.00	0.90	2.8	15	Diesel	0.303	m ³
Nuclear	675	0.80	0.89	13.2	30	Uranio	1.114	Gramo
Cogeneración								
Ciclo combinado	66	0.00	0.95	5.3	20	Gas natural	0.151	1000 m ³
Turbogás	6	0.00	0.95	2.8	15	Gas natural	0.158	1000 m ³
Motor alternativo	1	0.00	0.95	5.0	25	Gas natural	0.152	1000 m ³

CUADRO 5
Costos de inversión y producción de las tecnologías de generación (en dólares de 1994).

Tipo	Inversión (millones dólares/MW)	Combustible (dólares/MWh)	Operación y mantenimiento	
			Cargo fijo (dólares/MW-año)	Cargo variable (dólares/MWh)
Convencionales				
Vapor 350 MW	0.893	34.390	12 776.3	0.727
Vapor 160 MW	1.080	37.520	193 970.2	1.273
Vapor 64 MW	1.261	39.880	22 045.6	1.492
Vapor 37.5 MW	1.494	43.270	36 676.6	1.561
Carboeléctrica 350 MW	1.302	17.680	22 660.5	1.479
Dual 350 MW	1.820	14.240	39 320.1	2.756
Geotérmica 20 MW	1.579	20.000	25 980.2	1.640
Ciclo combinado 220 MW	0.778	24.700	27 878.1	0.420
Turbogás 100 MW	0.525	42.260	11 046.0	0.086
Turbogás 30 MW	0.895	60.140	17 147.4	0.094
Nuclear 675 MW	2.413	8.440	38 416.5	1.000
Cogeneración				
Ciclo combinado 66 MW	0.994	13.970	27 878.0	0.400
Turbogás 6 MW	1.000	14.610	45 294.0	0.308
Motor alt. 1 MW	1.250	10.060	45 294.0	0.518

escenario de crecimiento alto de la demanda y precios medios de combustibles se observa comparando los resultados de los casos c2 (potencial bajo de cogeneración) y c3 (potencial alto de cogeneración) con los de c1. Asimismo, el efecto en el escenario de crecimiento alto de la demanda y precios altos de combustibles se observa comparando los resultados de los casos c5 y c6 con c4. Similarmente, el análisis para el escenario de crecimiento bajo de la demanda y precios medios de combustibles se hace comparando los resultados de c8 y c9 con c7. Por último, el efecto del aprovechamiento de la cogeneración en el escenario de bajo crecimiento de la demanda y precios altos de combustibles se observa comparando los casos c11 y c12 con c10.

En todos los casos en que la cogeneración es una opción de expansión, su aprovechamiento resulta en una reducción del costo integrado de inversión y producción;

CUADRO 6
Potencial de cogeneración. Escenario de potencial bajo.

Región	C. comb. 66 MW (MW)	Turbogás 6 MW (MW)	M. alter. 1 MW (MW)	Total (MW)
Monterrey	132	360	127	619
Río Escondido	66	48	9	123
Río Bravo	0	24	7	31
Huasteca	66	66	21	153
Sonora norte	0	108	24	132
Sonora sur	0	18	3	21
Mochis	0	24	16	40
Mazatlán	0	0	0	0
Laguna	66	108	21	195
Chihuahua	0	144	25	169
Cd. Juárez	0	18	3	21
Central	66	738	322	1126
Lázaro Cárdenas	330	30	8	368
Acapulco	0	0	0	0
Guadalajara	330	678	98	1106
Manzanillo	0	24	0	24
Salamanca	198	240	92	530
San Luis Potosí	0	36	31	67
Oriental	132	330	94	556
Temascal	0	12	19	31
Minatitlán	66	210	19	295
Grijalba	0	0	0	0
Mérida	0	30	16	46
Lerma	0	0	0	0
Cancún	0	0	0	0
Chetumal	0	0	0	0
Total	1452	3240	955	5647

el incremento en la inversión es superado por la reducción en los costos de producción.

En la figura 4 se muestran los ahorros potenciales por aprovechamiento de la cogeneración, considerando el potencial alto y el bajo, para cada combinación de escenarios de crecimiento de demanda y de evolución de precios de los combustibles. Estos ahorros se sitúan entre 305.8 y 1147.3 millones de dólares, en valor presente al inicio del horizonte de planeación.

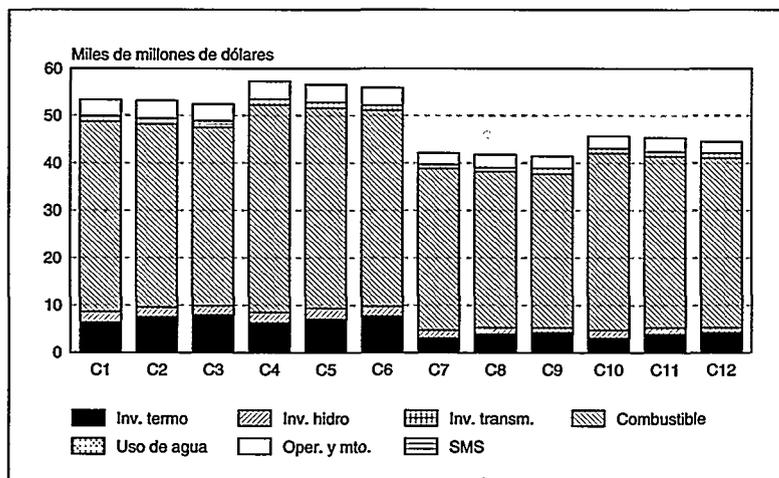
Efecto sobre la inversión y producción del sistema termoeléctrico convencional

La figura 5 muestra los costos totales de inversión, de combustibles y de operación y mantenimiento del sistema termoeléctrico, con el desglose para el sistema convencional y el sistema de cogeneración. En los casos en que la cogeneración es una opción de expansión, se observa una importante reducción en el costo total de inversión y producción del sistema de generación convencional. La reducción es de aproximadamente 16% en los casos en que se considera el potencial bajo de cogeneración. En los casos en que se considera el potencial alto de cogeneración, la reducción se sitúa entre 22 y 27%.

Efecto del potencial de cogeneración en la producción de energía eléctrica

De los resultados obtenidos se observa que la producción de energía eléctrica para el sistema convencional con tecnologías de vapor, carbón, dual, geotérmica y nuclear permanece prácticamente constante para los 12 casos. Aparecen ligeras variaciones en la

FIGURA 3
Costos totales de inversión y producción, periodo 1996-2014 (valor presente 1996, tasa descuento 9%).



CUADRO 7
Potencial de cogeneración. Escenario de potencial alto.

Región	C. comb. 66 MW (MW)	Turbogás 6 MW (MW)	M. alter. 1 MW (MW)	Total (MW)
Monterrey	462	516	140	1118
Rfo Escondido	198	78	9	285
Rfo Bravo	66	42	8	116
Huasteca	198	138	24	360
Sonora norte	132	102	30	264
Sonora sur	0	12	4	16
Mochis	0	54	18	72
Mazatlán	0	0	0	0
Laguna	264	144	30	438
Chihuahua	198	114	26	338
Cd. Juárez	0	12	3	15
Central	396	1302	404	2102
Lázaro Cárdenas	660	72	6	738
Acapulco	0	0	0	0
Guadalajara	1056	924	80	2060
Manzanillo	0	42	0	42
Salamanca	462	420	112	994
San Luis Potosí	66	42	32	140
Oriental	528	360	125	1013
Temascal	66	36	24	126
Minatitlán	330	150	26	506
Grijalba	0	0	0	0
Mérida	0	66	18	84
Lerma	0	0	0	0
Cancún	0	0	0	0
Chetumal	0	0	0	0
Total	5082	4626	1119	10 827

producción de energía eléctrica con tecnologías de turbogás y variaciones notables en la producción con tecnologías de ciclo combinado.

Para el caso de las tecnologías de vapor que utilizan combustóleo como combustible, la operación se mantuvo en un factor de carga mínimo, debido al alto costo de producción. Caso contrario para las tecnologías de carbón, dual, geotérmica y nuclear, ya que por emplear combustibles más económicos, la producción se mantiene con factores de carga altos.

La producción con tecnologías turbogás es baja. Parte de la capacidad de esta tecnología permanece en reserva durante los modos de demanda baja, y entra en operación en los picos de demanda. El resto de la capacidad permanece como reserva efectiva para mantener una alta confiabilidad del sistema de generación (probabilidad de pérdida de carga no mayor a un día en cinco años).

La instalación de cogeneración en la planeación del sistema eléctrico incide principalmente en una menor utilización de tecnología convencional de ciclo combinado. La cogeneración la desplaza en parte.

Efecto del potencial de cogeneración en el consumo de combustibles

En los casos con escenario de crecimiento alto en la demanda, los ahorros en consumo de gas natural son 25 mil (6.5%) y 45 mil (12%) millones de metros cúbicos de gas natural cuando se considera el potencial de cogeneración bajo y alto, respectivamente.

En los casos con escenario de crecimiento bajo en la demanda, la reducción en el consumo de gas natural es de aproximadamente 20 mil (9%) y 29 mil (12%) millones de metros cúbicos, cuando se

FIGURA 4
Ahorros potenciales por uso de la cogeneración, periodo 1996-2014 (valor presente 1996, tasa descuento 9%).

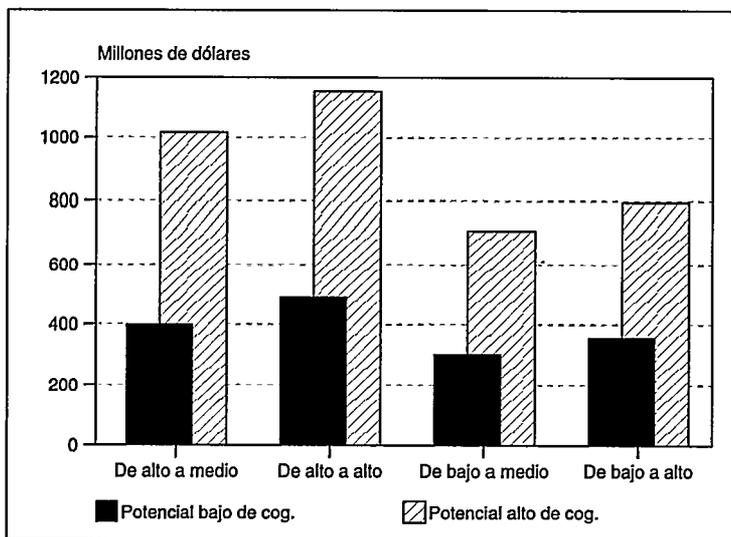


FIGURA 5
Desglose de costos. Térmico convencional y cogeneración.
Valor presente 1996, periodo 1996-2014 (tasa descuento 9%).

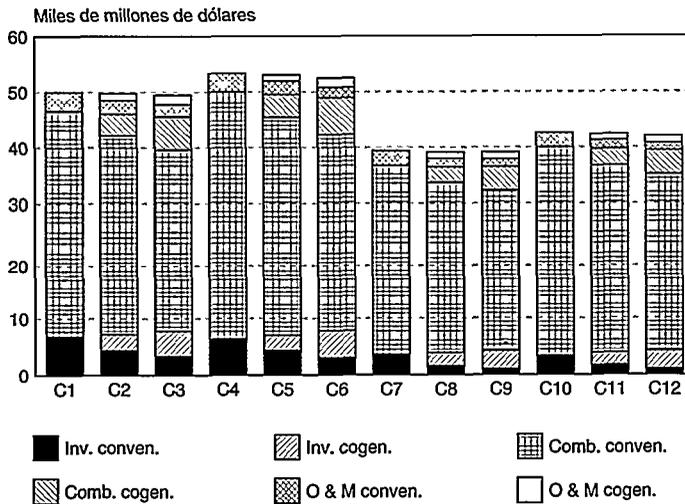
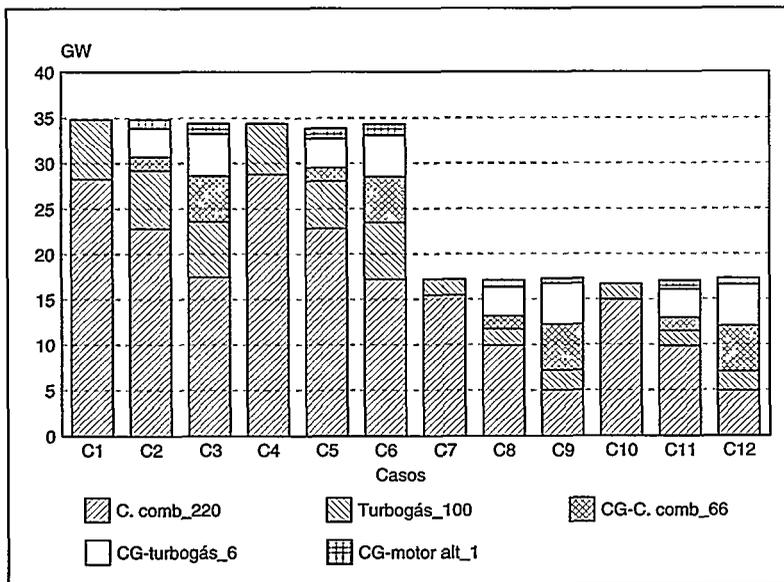


FIGURA 6
Composición de la capacidad termoeléctrica agregada.
Horizonte de planeación: 1996-2014.



considera el potencial de cogeneración bajo y alto, respectivamente.

La reducción estimada en el consumo de gas natural por parte de las tecnologías convencionales de ciclo combinado en el escenario de demanda alta es de

aproximadamente 28% (107 mil millones de m³) y de 50% (190 mil millones de m³) en los casos de potencial de cogeneración bajo y alto, respectivamente.

En el escenario de demanda baja, la reducción estimada del consumo de gas natural en las

tecnologías convencionales de ciclo combinado es aproximadamente 38% (90 mil millones de m³) y 57% (134 mil millones de m³) en los casos en que se considera el potencial de cogeneración bajo y alto, respectivamente.

Efecto del potencial de cogeneración sobre el tipo de capacidad termoeléctrica agregada

En la figura 6 se muestra el total de la capacidad instalada por tipo de tecnología en el horizonte de planeación. En los casos de referencia (en los cuales no se considera cogeneración: c1, c4, c7 y c10), la capacidad convencional agregada está compuesta por tecnologías de ciclo combinado de 220 MW y de turbogás de 100 MW. En los casos en que la cogeneración es una opción, ésta desplaza a la tecnología convencional de ciclo combinado.

Análisis de riesgos

Los principales riesgos de la inversión en cogeneración son los relacionados con la rentabilidad a largo plazo del proceso industrial que se beneficia del calor residual, la evolución de los precios de combustibles y el costo del dinero.

Rentabilidad del proceso industrial

La ventaja comparativa de la cogeneración es su alta eficiencia equivalente de conversión de energía que se deriva de la utilización del calor residual en el proceso industrial asociado. Luego entonces, cogeneración será una opción atractiva de inversión mientras el proceso industrial asociado sea de bajo riesgo durante toda la vida útil de la tecnología de

cogeneración. Si por alguna razón el proceso industrial asociado deja de existir, entonces la inversión en cogeneración dejará de ser rentable. Es evidente que entre todos los procesos industriales aptos para cogeneración, sólo los de bajo riesgo a largo plazo son buenos candidatos para la inversión en cogeneración.

Análisis de sensibilidad

Con el propósito de identificar los riesgos de inversión en cogeneración se analizó el efecto de la evolución de los precios de los combustibles y de la tasa de descuento sobre el posicionamiento (mérito) relativo de las diversas tecnologías de generación termoeléctrica.

Evolución de precios de combustibles

Manteniendo constantes los parámetros del estudio, con excepción de los precios de combustibles, destaca que las tecnologías termoeléctricas de cogeneración mejoran su posición relativa en relación con el ciclo combinado convencional cuando se incrementa el precio del gas. Esto se explica considerando que en ese caso la componente de costo variable de producción se hace más importante que la componente relacionada con el costo de inversión, disminuyendo así la ventaja comparativa del ciclo combinado convencional (menor costo de inversión).

La condición de riesgo a la inversión en cogeneración con ciclo combinado, es que no se den las condiciones de mayor o igual precio relativo del combustóleo con respecto al gas natural, y que el precio del gas disminuya por abajo de los 10 dólares/GCAL. En esas

condiciones, bajo los supuestos del estudio, la tecnología de ciclo combinado convencional es una mejor opción.

El riesgo a la inversión en cogeneración con tecnologías de baja capacidad (turbogás de 6 MW o menos y motor alternativo de 1 MW o menos) por aspectos relacionados con la evolución de precios de combustibles, es que no se den las condiciones de mayor o igual precio relativo del combustóleo con respecto al gas, y que el precio del gas no crezca por arriba de los 14 dólares/GCAL.

Valor del dinero

Manteniendo constantes los parámetros del estudio, salvo la tasa de descuento, a mayor tasa se vuelve más importante el componente del costo fijo en los costos de las tecnologías termoeléctricas. Esto favorece al ciclo combinado convencional, que tiene costos de inversión menores que las tecnologías de cogeneración.

Para tasas de descuento mayores a 12%, la tecnología de ciclo combinado convencional se convierte en mejor opción que las tecnologías de cogeneración de baja capacidad (turbogás de 6 MW o menos y motor alternativo de 1 MW o menos).

Conclusiones

En todos los casos de estudio en los que la cogeneración es una opción, se estiman ahorros en el costo integrado de inversión y producción.

El mayor ahorro estimado corresponde al caso de estudio que considera el escenario alto de demanda, el escenario alto de precios de combustibles y el escenario de potencial alto de cogeneración. El ahorro es de

1147.3 millones de dólares.

El menor ahorro estimado corresponde al caso de estudio que considera el escenario bajo de demanda, el escenario medio de precios de combustibles y el escenario de potencial bajo de cogeneración. El ahorro en este caso es de 305.8 millones de dólares.

Ahorro energético

En los casos con escenario de crecimiento alto en la demanda, los ahorros en consumo de gas natural son de aproximadamente 25 mil (6.5%) y 45 mil (12%) millones de metros cúbicos cuando se considera el potencial de cogeneración bajo y alto, respectivamente.

En los casos con escenario de crecimiento bajo en la demanda, la reducción en el consumo de gas natural es de aproximadamente 20 mil (9%) y 29 mil (12%) millones de metros cúbicos cuando se considera el potencial de cogeneración bajo y alto, respectivamente.

Efectos sobre el consumo de combustibles en el sistema de generación termoeléctrico convencional

El consumo de los combustibles: combustóleo, carbón y nuclear permanece prácticamente constante en todos los casos estudiados. Sólo en el consumo de gas natural se observan efectos importantes.

La reducción que se logra en el consumo de gas natural en las tecnologías convencionales de ciclo combinado, en el escenario de demanda alta, es de aproximadamente 28% (107 mil millones de m³) y 50% (190 mil millones de m³) en los casos en que se considera el potencial de cogeneración bajo y alto, respectivamente. En el escenario de

demanda baja, la reducción en el consumo de gas natural para las tecnologías convencionales de ciclo combinado es de aproximadamente 38% (90 mil millones de m³) y 57% (134 mil millones de m³) en los casos en que se considera el potencial de cogeneración bajo y alto, respectivamente.

Efectos sobre la inversión y costos de producción en tecnologías termoeléctricas convencionales

En los casos en que la cogeneración es una opción, se observa una importante reducción en el costo integrado de inversión y producción del sistema de generación convencional. La reducción mayor, 13 991 millones de dólares, corresponde al caso c6. La menor, 6 112 millones de dólares, se observa en el caso c8.

Reconocimientos

Los autores hacen público su agradecimiento al ingeniero Guillermo Ortega Rodríguez por sus atinadas observaciones durante la realización de este trabajo.

Referencias

Nieva, R. y J. A. Hernández, *Estimación del potencial de cogeneración en la expansión del sistema eléctrico*, reporte final de proyecto 10524, Departamento de Análisis de Redes, IIE, 24 de abril de 1996, Cuernavaca, Morelos.

Potencial nacional de cogeneración 1995, Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (Conae), México, D. F.

Ruiz, M., O. Girón, R. Peralta y J. Martínez, *PEGyT: una herramienta para la planeación de la expansión de los sistemas de generación y transmisión*, 8^{va}. Reunión de Verano de Potencia IEEE Sección México, agosto de 1994, Acapulco, Guerrero.

Desarrollo del mercado eléctrico 1989-2003, 32^a ed., CFE Subdirección de Programación, 1994, México, D. F.

Costos y parámetros de referencia para la

formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico (COPAR), CFE Subdirección de Programación, 1994, México D. F.

ROLANDO NIEVA GÓMEZ



Ingeniero mecánico electricista por el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey (ITESM) y doctor en ingeniería eléctrica por la universidad de Alberta, Canadá. Ingresó al IIE en 1979, en donde se ha desempeñado como jefe de proyecto y coordinador de especialidad. Desde 1989 es gerente de la Unidad de Análisis de Redes de la División de Sistemas de Control. Su trabajo se ha centrado en la especialidad de sistemas eléctricos de potencia. Ha dirigido el desarrollo de software especializado para el análisis, la simulación, la planeación de operación y la expansión de los sistemas eléctricos de potencia. Ha publicado más de cuarenta artículos técnicos tanto en foros nacionales como extranjeros y es coautor de dos libros: "Optimal control of distributed nuclear reactor" (volumen 41 de la serie *Conceptos Matemáticos y Métodos en Ciencia e Ingeniería*, Plenum Press) y "Desarrollo y administración de programas de computadora (software)" (Editorial CECSA, 1984).

JULIO ALBERTO HERNÁNDEZ GALICIA

Ingeniero electricista con especialidad en sistemas de potencia egresado del Instituto Tecnológico de Ciudad Madero (1993). En 1993 ingresa al IIE como becario del Programa de Adiestramiento en Investigación Tecnológica (AIT). Desde 1994 a la fecha, se ha



desempeñado como investigador y jefe de proyecto de la Unidad de Análisis de Redes en donde ha participado en proyectos relacionados con estudios de planeación de la expansión de sistemas eléctricos de potencia.

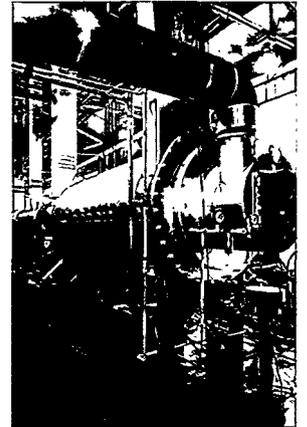
ENRIQUE PORTES MASCORRO

Ingeniero mecánico (1973) por la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica (ESIME) del Instituto Politécnico Nacional (IPN). Tiene más de 20 años de experiencia en la administración pública federal y paraestatal, en donde ha ocupado diferentes cargos, entre ellos, vice presidente de Sidermex Internacional Inc., subdirector del área internacional de Sicartse, y subdirector del área internacional de AHMSA. Desde 1993 presta sus servicios en la Conae en donde se ha desempeñado como director de Casos de Demostración y director de Industria, Cogeneración y Fuentes no Convencionales de Energía. Actualmente funge como coordinador técnico de dicha Comisión.

JOSÉ MARÍA ÁLVAREZ CHÁVEZ

Ingeniero mecánico electricista (1986) de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). Su experiencia profesional abarca auditorías energéticas en instalaciones industriales y comerciales, programas de capacitación en el campo de ahorro de energía, estudios de previabilidad y viabilidad en sistemas de cogeneración y desarrollo de proyectos industriales. Tiene nueve años de experiencia en el desarrollo de sistemas energéticos y uso eficiente de la energía. Desde 1993 se incorpora a la Conae, donde actualmente es subdirector de Cogeneración.

Emulsiones agua en combustóleo para reducir las emisiones de partículas inquemadas en calderas



Antonio Diego, René Ocampo,
Marco A. Martínez, Gustavo A.
Tamayo y Ernesto Alarcón

En México se han mejorado continuamente las técnicas de refinación del petróleo crudo, obteniendo más productos ligeros de cada barril y produciendo un aceite residual, llamado combustóleo, de menor calidad, debido fundamentalmente al incremento del contenido de asfaltenos, azufre, vanadio, sodio y níquel, entre otros.

El combustóleo es uno de los combustibles líquidos más baratos, por ello se utiliza en calderas de diversas capacidades para una gran variedad de procesos industriales; en calderas y calentadores a fuego directo de las refinerías, y en calderas de centrales eléctricas.

La mayoría de estas calderas tienen más de 10 años en servicio, por lo que actualmente están utilizando un combustóleo de menor calidad, comparado con el que se consideró para su diseño. Como consecuencia, en muchas de estas calderas se producen ensuciamientos anormales de las superficies de intercambio de calor, disminución de eficiencias térmicas y de combustión e incremento de las emisiones.

Por otro lado, la norma ecológica mexicana (Nom-085-Ecol-1994) ha establecido límites de emisiones más estrictos a partir de 1998.

Para disminuir los problemas descritos en las calderas y reducir

las emisiones, algunas opciones pueden ser cambiar el combustible por uno de mejor calidad, instalar nuevos quemadores o utilizar alguna tecnología comercial para acondicionar los gases de combustión. Sin embargo, éstas pueden resultar económicamente inviables en algunas calderas. Otra opción puede ser una tecnología económica y de aplicación sencilla; en este aspecto puede considerarse la emulsión de agua en combustóleo.

Emulsiones agua-combustóleo

La combustión de gotas de combustóleo atomizadas en un horno caliente consiste de las etapas siguientes: calentamiento rápido, evaporación, ignición, combustión de los compuestos ligeros y, finalmente, combustión de un residuo carbonoso. Esta última es la que toma más tiempo y de ella depende la emisión de partículas inquemadas. El proceso de combustión de una partícula carbonosa puede describirse por la ecuación siguiente [Lawn, C. J., 1987]:

El combustóleo es uno de los combustibles líquidos más baratos, por ello se utiliza en calderas de diversas capacidades para una gran variedad de procesos industriales; en calderas y calentadores a fuego directo de las refinerías, y en calderas de centrales eléctricas.

$$\frac{dm}{dt} = -k\pi d^2 \rho_g^n \quad [1]$$

La masa de la partícula está expresada como (m); el coeficiente de velocidad de reacción es (k); el diámetro de la partícula es (d); la presión parcial del oxígeno es (ρ_g), y el orden de la reacción que normalmente se toma como la unidad es (n). La mezcla del combustible con el aire es siempre imperfecta, por esta razón la combustión de una partícula carbonosa (dm/dt) en la última sección de una flama es "lenta" y muy dependiente de la presión parcial del oxígeno; es decir, el exceso de aire contribuye de manera importante en la reducción de esta emisión.

La combustión de gotas de combustible atomizadas en un horno caliente consiste de las etapas siguientes: calentamiento rápido, evaporación, ignición, combustión de los compuestos ligeros y, finalmente, combustión de un residuo carbonoso.

El tiempo total de combustión de una gota es aproximadamente proporcional a su diámetro inicial al cuadrado [Sjögren, A., 1976]. Así, una gota de un tamaño dos veces más grande que otra, requerirá cuatro veces más tiempo para quemarse y producirá una flama más larga [Gill, A. B., 1984; Williams, A., 1990].

Por lo tanto, para reducir la emisión de partículas inquemadas se deben producir gotas de combustible pequeñas, mantener una temperatura alta, lograr una mezcla eficiente entre el aire y el combustible, o incrementar el exceso de aire. Esto último incrementa la formación de óxidos de nitrógeno (NO_x), trióxido de azufre (SO_3) y pérdidas de eficiencia térmica en una caldera.

Una emulsión de agua en combustible está formada por gotas finas de agua dispersas en el combustible. En la figura 1 se muestra esquemáticamente una

comparación entre una gota de combustible y una gota emulsificada. Cuando el combustible emulsificado se atomiza en un horno caliente, las gotas pequeñas de agua dispersas en el combustible se transforman rápidamente en vapor. El agua tiene una temperatura de ebullición menor que la del combustible. El vapor se sobrecalienta y produce un rápido incremento del tamaño de las gotas de combustible hasta que "explotan", generando gotas pequeñas de combustible [Dryer, F. L., 1976; Jordan, J. B. *et al.*, 1985]. La intensidad de estas microexplosiones dependen de la cantidad, distribución y tamaño de las gotas de agua [Zwillenberg, M. L. *et al.*, 1977]. Como ya se señaló, el tiempo total de combustión de una gota depende aproximadamente de su diámetro inicial al cuadrado; por esta razón, las gotitas de combustible originadas por las microexplosiones se queman más rápido y con menos exceso de oxígeno.

Experiencia internacional en el uso de emulsiones

En países industrializados, el desarrollo y aplicación de la tecnología de la combustión de

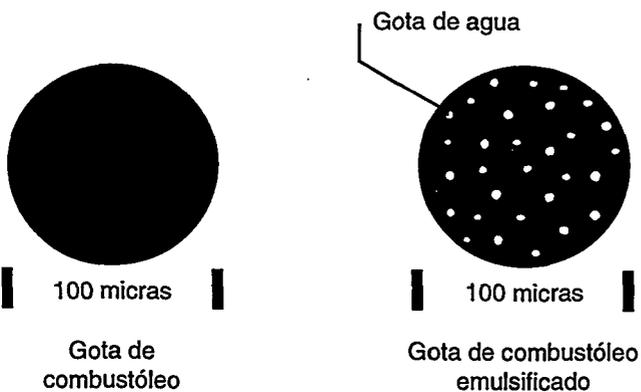
Para reducir la emisión de partículas inquemadas se deben producir gotas de combustible pequeñas, mantener una temperatura alta, lograr una mezcla eficiente entre el aire y el combustible, o incrementar el exceso de aire.

combustible emulsificado la realizan principalmente empresas comerciales y centros de investigación. Las primeras han emulsificado el combustible con combinaciones de mezcladores estáticos y dinámicos y en la mayoría de sus aplicaciones han agregado tensoactivos, catalizadores y neutralizadores. Los estudios llevados a cabo en centros de investigación han empleado, por lo general, solamente emulsificadores estáticos y agua, sin agregar algún producto químico.

Partículas inquemadas

Uno de los beneficios más consistentes de la combustión de combustible emulsificado con agua es la reducción de partículas inquemadas. En una prueba realizada en una caldera de 72 MW se obtuvo una reducción de partículas inquemadas de 28% [Keith, E. M. *et al.*, 1987]. En una caldera de 185 MW la reducción de partículas fue de hasta 60% [Lalena, P. P. *et al.*, 1987]. También se obtuvo una reducción de 80% de carbono en las partículas en la unidad 4 (450 MW) de una compañía eléctrica de Nueva Inglaterra en Estados Unidos [Molino, N. M. *et al.*, 1987]. En otra caldera se obtuvieron reducciones de partículas de 60 a 80% al quemar aceite número 6 [Volkmar, D. S. *et al.*, 1978]. Con aceite número 4, la reducción de partículas fue de 50 a 60%. En investigaciones realizadas en calderas tipo paquete

FIGURA 1
Esquema de una gota de combustible y una gota emulsificada.



En países industrializados, el desarrollo y aplicación de la tecnología de la quema de combustóleo emulsificado la realizan principalmente empresas comerciales y centros de investigación.

se han reportados reducciones de 30% en la concentración de partículas suspendidas totales [Hall, R. A., 1976; Goldstein, H. L., 1977]. En hornos tipo piloto se obtuvieron reducciones de alrededor de 30% en el nivel de emisiones de partículas inquemadas [Cunningham, A. T. *et al.*, 1983; Jacques, M. T. *et al.*, 1976].

Óxidos de nitrógeno

En cuanto al efecto de las emulsiones agua en combustóleo en la emisión de óxidos de nitrógeno, no se ha encontrado un comportamiento consistente.

En pruebas realizadas en una caldera de 72 MW se logró una reducción de 10 a 15% en la emisión de NO_x [Keith, E. M. *et al.*, 1987]. También en una caldera de 185 MW se obtuvo una reducción de 12% en esta emisión [Lalena, P. P. *et al.*, 1987]. Resultados contrarios a estos se han reportado en otros estudios, en los cuales no se observó ninguna reducción en NO_x [Molino, N. M. *et al.*, 1987; Hall, R. A., 1976; Cass, R. W. *et al.*, 1982; Koval, A. *et al.*, 1976].

Eficiencia térmica

La mayoría de evaluaciones del uso de emulsiones en calderas han sido para reducir las emisiones de partículas inquemadas y la opacidad. En la literatura, la información es escasa en relación con el comportamiento de la eficiencia térmica de las calderas, en donde se ha utilizado el combustóleo emulsificado.

En una caldera de 13 ton/h de vapor, cuando se utilizó combustóleo emulsificado con 6% de agua, no se encontró ningún cambio significativo en la eficiencia térmica. Reducciones en el exceso de oxígeno, temperatura de gases en la chimenea y en la emisión de partículas compensaron la pérdida de calor debida al agua de la emulsión [Cass, R. W. *et al.*, 1982]. Resultados similares se reportaron para una caldera de 10.5 MW utilizando un combustóleo con alto contenido de azufre y 10% de agua [Dooher, J. *et al.*, 1980]. Por otro lado, en una caldera de 450 MW se reportó una pérdida de eficiencia térmica de 0.75% en pruebas realizadas con combustóleo emulsificado [Molino, N. M. *et al.*, 1987].

Otros resultados del uso de emulsiones agua en combustóleo, indican que se encontraron más limpias las superficies de intercambio de calor de calderas, comparadas con el uso de combustóleo solo [Hydroflow Technologies, Ltd., 1989]. Sin embargo, con la misma tecnología se han reportado sólo ligeras reducciones en la acumulación de depósitos en las superficies externas de tubos y precalentadores de aire [Cass, R. W. *et al.*, 1982].

Experiencia del uso de emulsiones en el IIE

En el IIE se han realizado evaluaciones de la combustión de emulsiones agua en combustóleo en un horno experimental. Las emulsiones se prepararon en línea, utilizando un mezclador

estático y sin agregar ningún producto químico para ayudar a controlar la dispersión de agua. Esto con el objetivo de obtener una emulsión de manera simple y económica. En la figura 2 se presenta un diagrama esquemático de un sistema de emulsificación de este tipo. Se puede observar que las modificaciones son mínimas en el sistema de alimentación de combustóleo de un horno. Se instala un mezclador estático y una bomba para suministrar el agua, además, por supuesto, se requiere de los instrumentos de medición y control no indicados en este diagrama.

Las emulsiones evaluadas en el IIE se prepararon con 5, 10 y 15% de agua, la cual se suministró de una línea de servicios generales. Para cuantificar el efecto de estas emulsiones en la reducción de partículas inquemadas, se utilizó el método número 5 de la Environmental Protection Agency [Code of Federal Regulation, 1994].

En la figura 3 se comparan los resultados obtenidos con el combustóleo solo y los obtenidos con el combustóleo emulsificado con 5% de agua. Como puede observarse en esta figura, no se obtuvo ninguna diferencia en la reducción de partículas entre ambas pruebas.

La figura 4 muestra que el



FIGURA 2
Diagrama esquemático de un sistema de emulsificación de combustóleo.

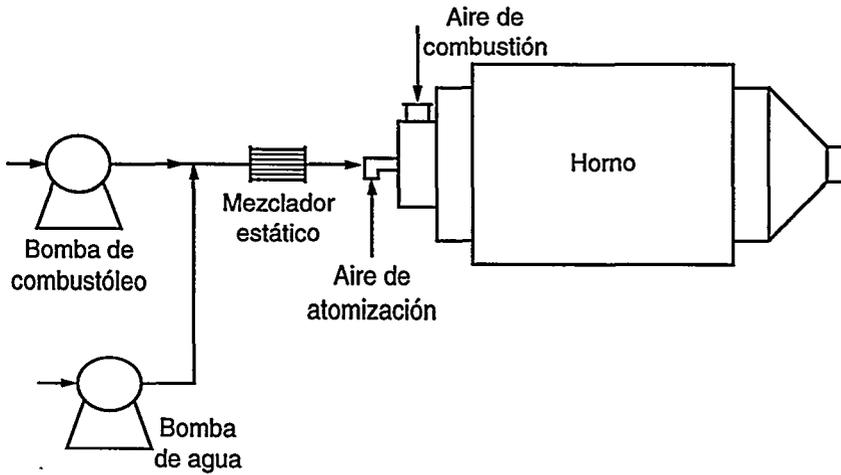
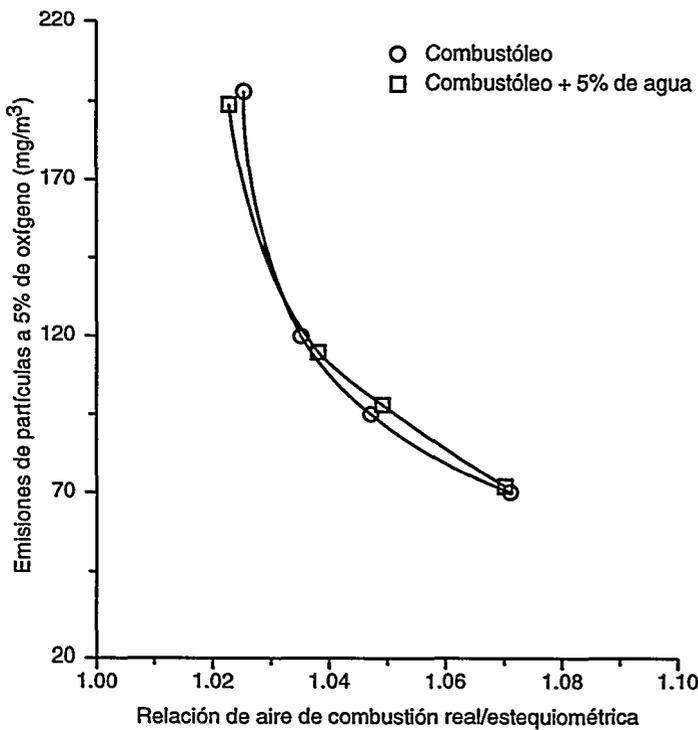


FIGURA 3
Emisión de partículas de la combustión de combustóleo y una emulsión con 5% de agua.



combustóleo emulsificado con 10% de agua produjo, con respecto al combustóleo, una reducción de las partículas sólidas totales de 48% a una condición de 2.7% de exceso

de aire de entrada al horno. Al incrementar el exceso de aire, la diferencia entre los resultados de ambas pruebas se redujo, debido a que la concentración de oxígeno fue

dominante en la combustión de las partículas como se describió a través de la ecuación 1.

En la figura 5 se presentan los resultados obtenidos con la emulsión preparada con 15% de agua. En este caso, la máxima reducción de partículas fue de 56% a un exceso de aire de entrada al horno de 3%. La reducción en la concentración de partículas es mayor que la obtenida con el combustóleo emulsificado con 10% de agua (48%). Para aplicaciones industriales debe considerarse que al aumentar el contenido de agua en los gases de combustión, la eficiencia térmica de las calderas se reduce.

En la figura 6 se observa la concentración de partículas inquemadas obtenidas con combustóleo emulsificado con 10% de agua y 1% de un tensoactivo comercial. Efectuando una comparación entre el nivel de partículas de esta emulsión y la del combustóleo solo a 3% de exceso de aire de entrada al horno, se observa una reducción de 46%, la cual es similar a la obtenida con el combustóleo emulsificado con 10% de agua sin el producto químico. Los tensoactivos permiten obtener emulsiones estables, lo que es muy útil cuando se almacenan o transportan a grandes distancias. Si la emulsión se prepara en línea y cerca de los quemadores, el tensoactivo puede no justificar su uso, pues aumentaría el costo de la emulsión.

Perspectivas en México del uso de las emulsiones

En México, los procesos de refinación del petróleo continuarán mejorando, y la cantidad y calidad del combustóleo disminuirá sistemáticamente [Política Integral de Combustibles en México, 1996].

FIGURA 4
Emisión de partículas de la combustión de combustóleo y una emulsión con 10% de agua.

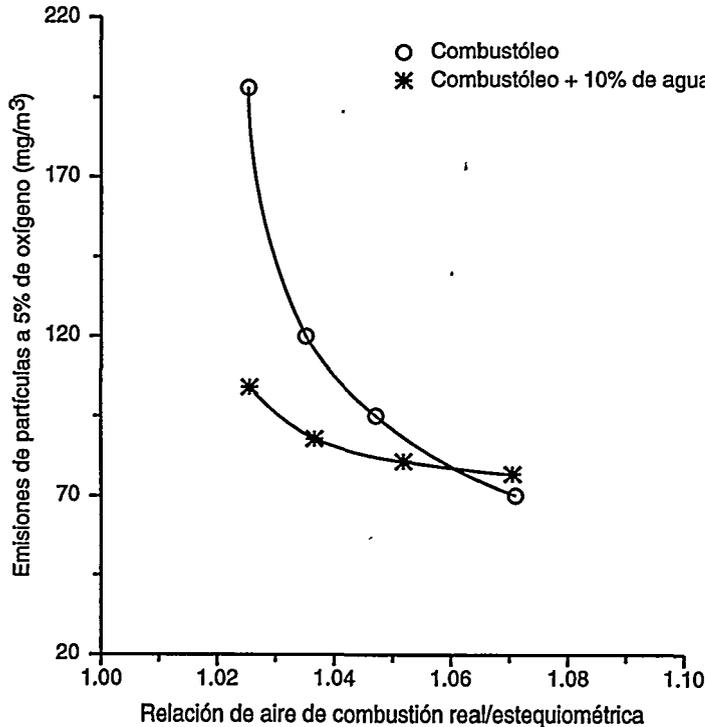
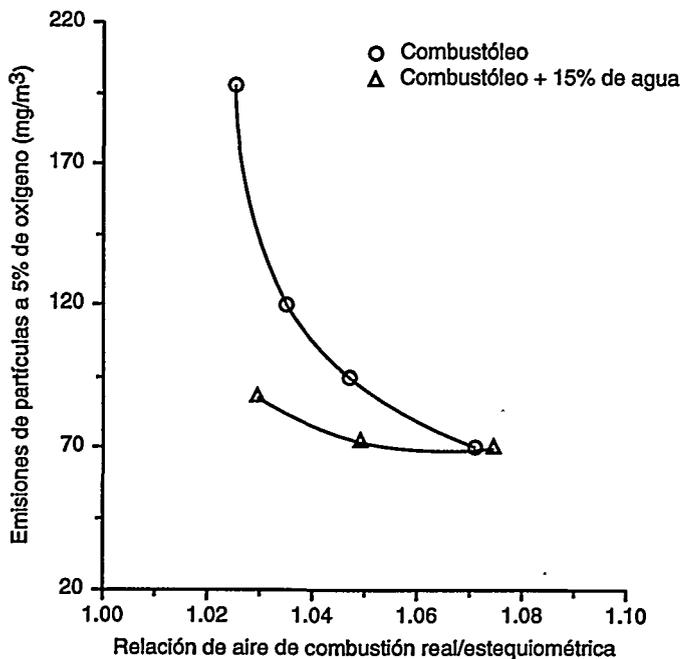


FIGURA 5
Emisión de partículas de la combustión de combustóleo y una emulsión con 15% de agua.



A la vez, los límites de emisiones se mantendrán con una tendencia estricta. La combustión de combustóleos de baja calidad en calderas generalmente presenta problemas de combustión, ensuciamiento de superficies de transferencia de calor y aumento de emisiones.

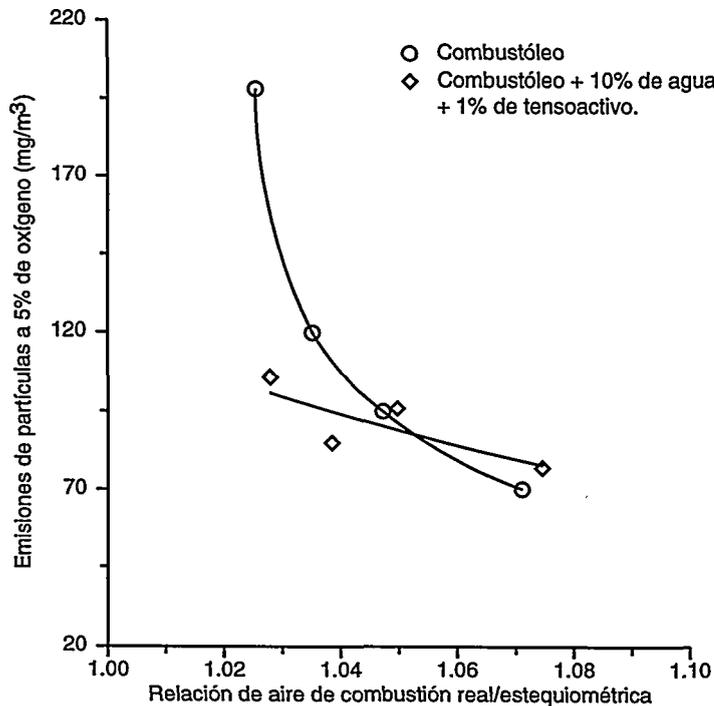
Las emulsiones son una opción para quemar eficientemente combustibles de baja calidad; con combustibles ligeros, los beneficios de las emulsiones disminuyen [Cunningham, A. T. *et al.*, 1983]. Cuando un combustible tiene alta viscosidad, es más fácil lograr una emulsión que con un combustible ligero [Dryer, F. L., 1976].

Para reducir los costos del uso de combustóleo emulsificado en una caldera se debe optimar la cantidad de agua, así como la distribución y el tamaño de las gotas en el combustóleo, además de emplear un sistema de emulsificación en línea simple que no involucre modificaciones significantes al sistema de alimentación del combustible y evitar el uso de productos químicos (tensoactivos) en la emulsión.

Evaluando el efecto del uso de combustóleo emulsificado en la eficiencia térmica de una caldera, se pueden realizar algunas predicciones [ASME, 1991]. Si se utiliza 10% de agua, la eficiencia térmica se afectaría en 0.7%. Sin embargo, ésta se incrementaría aproximadamente en 0.2 % al reducir la emisión de partículas sólidas en 250 mg/m³N. También si se reduce el exceso de oxígeno en los gases de combustión en 1%, la eficiencia aumentaría alrededor de 0.23%. Otro beneficio potencial de estas emulsiones es mantener más limpias las superficies de intercambio de calor, debido a la reducción y acumulación de partículas inquemadas. De esta

FIGURA 6

Emisión de partículas de la combustión de combustóleo y una emulsión con 10% de agua y 1% de tensoactivo.



manera, la transferencia de calor sería más eficiente, por lo que se podría esperar que los gases de combustión salieran de la chimenea a menor temperatura; 5°C representaría un aumento en la eficiencia térmica de 0.22%.

Se deberá realizar de manera precisa esta evaluación para cada caldera en que se utilizará el combustóleo emulsificado con el fin de determinar el costo-beneficio de dicha tecnología.

La combustión de combustóleo emulsificado también podría contribuir a abatir la emisión de óxidos de nitrógeno y de trióxido de azufre, debido a la reducción del exceso de aire requerido para quemar eficientemente este combustible. A la vez, el agua utilizada en la emulsión enfriará la flama, pero, además, las microexplosiones aumentarán la intensidad de combustión y con ello

se producirá un incremento en su temperatura. Estos dos fenómenos opuestos competirán en la emisión de NO_x térmico.

La tecnología de la combustión de agua en combustóleo mexicano es una alternativa que puede quemar eficientemente dicho combustible, contribuir a cumplir con los límites de emisiones establecidos por las normas ambientales y coadyuvar a reducir los índices de indisponibilidad de los generadores de vapor que utilizan este combustible pesado.

Referencias

ASME, *Power test code for steam generating units*, ASME PTC 4.1, (R1991).
 Cass, R. W., T. J. Pakula y P. J. Vollemans, *Shorside boiler demonstration of fuel-water emulsions*, Seworthy Engine Systems, report CG-D-04-82, prepared for US Department of Transportation, 1982.
Code of Federal Regulation, Environmental

Protection Agency, "Method 5 - Determination of particle emissions from stationary sources", vol. 40, parte 60, apartado A, Estados Unidos, 1994.

Cunningham, A. T. y B. J. Gliddon, *Water as an additive for the combustion of extra heavy fuel oil*, The Institute of Energy Conference, The Effectiveness of Fuel Additives, 1983.

Doohar, J., R. Genberg, S. Moon, B. Gilmartin, S. Jakatt, J. Skura y D. Writht, "Combustion studies of water/oil emulsions on a commercial boiler using # 2 oil and low and high sulphur # 6 oil", *Fuel*, vol. 59, diciembre de 1980, pp. 883-892.

Dryer, F. L., *Water addition to practical combustion systems-concepts and applications*, proceedings of the 16th Symposium (Int.) on Combustion, The Combustion Institute, 1976, pp. 279-295.

Gill, A. B., *Power plant performance*, Butterworths, Londres, 1984.

Goldstein, H. L. y C. W. Siegmund, "Particulate emissions from residual fuel fired boilers: influence of combustion modification", *Journal of Engineering for Power*, julio de 1977.

Hall, R. A., "The effect of water residual oil emulsions on air pollutant emissions and efficiency of commercial boilers", *Journal of Engineering for Power*, octubre de 1976.

Hydroflow Technologies, Ltd., *Demonstration Program for Niagara Mohawk Power Corporation*, NMPC R&D Project 04-9340, 1989.

Jacques, M. T., J. B. Jordan, A. Williams y C. L. Hadley, *The combustion of water in oil emulsions and the influence of asphaltene content*, proceeding of the 16th Symposium (Int.) on Combustion, The Combustion Institute, 1976.

Jordan, J. B. y A. Williams, *Fuel oil-water emulsions*, Heavy End of the Barrel-Future Trends in Oil Firing Symposium, South Cost Section of the Institute of Energy, Portsmouth Polytechnic, noviembre de 1981.

Keith, E. M. y G. A. Martel, *Experience of firing an emulsified fuel*, EPRI Fuel Oil Utilization Workshop 1986, EPRI AP-5247, 1987.

Koval, A., S. Slupek, A. Kokkinos y R. H. Essenhigh, *Smoke point and heat transfer characteristics of oil/water/air emulsions without and with coal addition in a hot wall furnace*, presented at the 1976 Spring Meeting of the Central States Section of the Combustion Institute.

Lalena, P. P., T. J. Driscoll y W. W. Moy, *Controlling the effects of deteriorating fuel oil quality through use of an oil water emulsion*, EPRI Fuel Oil Utilization Workshop 1986, EPRI AP-5247, 1987.

Lawn, C. J., *Principles of combustion engineering for boilers*, Academic Press, Orlando, 1987.

Molino, N. M. y G. C. Dusatko, *Field test of a processed and emulsified residual oil*, EPRI Fuel Oil Utilization Workshop 1986, EPRI AP-5247, 1987.

Política integral de combustibles en México, Dirección General de Política Energética, Secretaría de Energía, 1996.

Sjögren, A., *Burning of water in oil emulsions*, proceedings of the 16th Symposium (Int.) on Combustion, The Combustion Institute, 1976, pp. 297-305.

Volkmar, D. S. y B. Caruette, *Emulsion production and boiler performance with the total-berlin emulsifier*, First Symposium on Water in Fuel Emulsions in Combustion, Report CG-D-12-78, prepared for US Department of Transportation, 1978.

Williams, A., *Combustion of liquid fuel sprays*, Butterworths, Londres, 1990.

Zwillenberg, M. L., C. Sengupta y C. R. Guerra, *Water oil/emulsions combustion in boilers and gas turbines*, proceedings on the International Conference on Ash Deposits and Corrosion from Impurities in Combustion Gases, 1977, pp. 335-355.

ANTONIO DIEGO MARÍN



Ingeniero mecánico (1980) de la Universidad de Guadalajara; maestro en combustión y control de la contaminación ambiental (1989) y doctor en combustión en carbón pulverizado (1992) por la Universidad de Sheffield, Inglaterra. En 1980 ingresó al IIE a la Unidad de Sistemas de Combustión, en donde actualmente es coordinador de especialidad de diagnóstico de sistemas de combustión y responsable del proyecto Desarrollo y demostración de la tecnología de la combustión de emulsiones agua-combustóleo en calderas. Asimismo, es representante del IIE ante el American Flame Research Committee.

RENÉ OCAMPO BARRERA

Ingeniero químico industrial (1986) de la Escuela Superior de Ingeniería Química e Industrias Extractivas (ESIQUIE) del Instituto Politécnico Nacional (IPN) y maestro en procesos de ingeniería química (1991) por la Facultad de Química de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM); actualmente está concluyendo su tesis doctoral en la Universidad de Sheffield, Inglaterra, la cual se relaciona con estudios de combustión de emulsiones agua en combustóleo. De 1986 a 1992 fue investigador del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) en la Subdirección de Investigación Básica de Procesos. Posteriormente ingresó al IIE (1992) en la Unidad de Sistemas de Combustión, en donde ha desarrollado evaluaciones de reología y combustión de emulsiones agua en combustóleo.

MARCO ANTONIO MARTÍNEZ FLORES



Ingeniero mecánico eléctrico (1983) y maestro en ingeniería mecánica (1989) de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). En 1984 ingresó al IIE en la Unidad de Sistemas de Combustión. Obtuvo el primer lugar en el Certamen Nacional de tesis de licenciatura en ingeniería mecánica en 1984 y dos primeros lugares en direcciones de tesis en esa misma área en 1992 y 1993. Ha publicado diversos artículos técnicos relacionados con su área de especialidad, sistemas de combustión, y ha dictado varias conferencias en foros nacionales.

GUSTAVO ADOLFO TAMAYO FLORES

Ingeniero mecánico (1992) egresado de



la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo. En 1991 ingresó al IIE en la Unidad de Sistemas de Combustión, donde ha participado en diversos proyectos relacionados con el área de combustión. Fue ganador en los XV Certámenes Nacionales de tesis de licenciatura y es coautor del libro Teorías y pruebas de combustión, así como de diversos artículos técnicos en revistas nacionales. Ha participado en varios foros en el país.

ERNESTO ALARCÓN QUIROZ



Ingeniero industrial en química (1984) por el Instituto Tecnológico de Zacatepec. Ingresó al IIE en 1984 a la Unidad de Sistemas de Combustión en donde ha estado involucrado en proyectos relacionados con la caracterización de combustóleos, asfaltos y carbón mineral. Actualmente colabora en proyectos de evaluación de aditivos y emulsiones agua-combustóleo. Ha publicado diversos artículos técnicos tanto en el país como en el extranjero.

Ratifica el IIE convenio de colaboración con la Subsecretaría de Educación e Investigación Tecnológicas

El doctor Miguel Talán Ramírez, subsecretario de Educación e Investigación Tecnológicas de la Secretaría de Educación Pública, visitó las instalaciones del IIE con el objetivo de estrechar las relaciones entre ambas instituciones a partir de la ampliación de un convenio de colaboración que busca fortalecer la formación de profesionales técnicos en el nivel superior y de posgrado en el Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico (Cenidet).

Durante el acto de firma del convenio, el doctor Talán Ramírez externó su confianza en que la renovación del mismo significará un importante impulso para el Cenidet al fortalecer su planta académica con investigadores que día a día tienen como objetivo alcanzar la innovación tecnológica.

Por su parte, el director ejecutivo del IIE, doctor Julián Sánchez Gutiérrez, ratificó que con la renovación de este compromiso se incrementará el aprovechamiento de la experiencia de cerca de 500 investigadores del Instituto especializados en energías alternas, sistemas de control, eléctricos y mecánicos en favor del Cenidet, también con sede en Cuernavaca, Morelos, apoyo con el cual se busca que este último se consolide como una institución académica de excelencia.

Durante su intervención, el doctor Juan Manuel Ricaño, director del Cenidet, informó que actualmente 35% del profesorado de esta institución lo integran investigadores del IIE y que 27 de sus graduados laboran en él; además destacó que investigadores del Instituto han dirigido 88 tesis, muchas de las cuales han



El doctor Miguel Talán Ramírez, subsecretario de Educación e Investigación Tecnológicas de la SEP, en el Laboratorio de Comunicaciones

obtenido premios en los Certámenes Nacionales de Tesis convocados por la Comisión Federal de Electricidad y el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología.

Al referirse a la ampliación de objetivos del convenio, indicó que se busca aumentar la planta de profesores de tiempo parcial, situar un grupo de proyectos de tesis para el sector eléctrico y desarrollar proyectos conjuntos, en especial los de infraestructura.

Acercamiento con la industria eléctrica de Colombia

Representantes de la empresa Interconexión Eléctrica de Colombia visitaron las instalaciones del Instituto con la intención de conocer el trabajo desarrollado principalmente en el área de equipos eléctricos.

Durante su visita, efectuada el pasado tres de septiembre, el ingeniero Alberto Herreño y el ingeniero Jaime Humberto Rivera Flores, coordinadores de Desarrollo Tecnológico de la empresa colombiana,

Proyectos IIE

Iniciados

- Elaboración de programas y procedimientos de mantenimiento preventivo y predictivo para motores de 4160 volts del distrito Reforma de Pemex/Francisco Antonio Carvajal Martínez de la Unidad de Equipos Eléctricos, División de Sistemas Eléctricos.
- Evaluación del cable submarino y de los seccionadores del campo Ek-Balam de Pemex Exploración y Producción/Inocente Rosales Sedano de la Unidad de Equipos Eléctricos, División de Sistemas Eléctricos.
- Control y administración del mantenimiento integral de corrosión en ductos del corredor Atasta-Ciudad Pemex/José María Malo Tamayo de la Unidad de Sistemas de Combustión, División de Sistemas Mecánicos.
- Evaluación del aditivo MQT-3 en una cámara de combustión experimental/Lizbeth Porras Loaiza de la Unidad de Sistemas de Combustión, División de Sistemas Mecánicos.
- Revisión y sustitución de la norma NOM-073-SCFI-1994/Luis Rafael Figueroa Ibarra de la Unidad de Ingeniería Mecánica, División de Sistemas Mecánicos.
- Tres estaciones maestras basadas en PC para automatizar subestaciones de Luz y Fuerza del Centro/Cuitláhuac Picasso Blanquel de la Unidad de Supervisión de Procesos, División de Sistemas de Control.
- Estudio para la formulación de la Norma Oficial Mexicana de Eficiencia Energética en Refrigeración/Rosa Aracely Acosta Torres de la Unidad de Ingeniería Mecánica, División de Sistemas Mecánicos.
- Asesoría a la Subdirección Técnica de la CFE en desulfuración de gases de combustión y sistemas avanzados de combustión/Julio Milán Foressi de la Unidad de Ingeniería Mecánica, División de Sistemas Mecánicos.

Concluidos

- Estudio de prefactibilidad para un proyecto de ingeniería eólica de 150 MW en La Ventosa, Oaxaca/Marco Antonio Borja Díaz de la Unidad de Fuentes No Convencionales, División de Energías Alternas.
- Factibilidad de un indicador de vida en acumuladores PB-ácido/José María Malo Tamayo de la Unidad de Sistemas de Combustión, División de Sistemas Mecánicos.
- Análisis por elemento finito de un elemento de soporte de equipo eléctrico/Vicente Cepeda Salazar de la Unidad de Ingeniería Civil, División de Sistemas Mecánicos.
- Diagnóstico para análisis y técnicas de medición de eficiencia en turbinas/Filiberta del Ángel Vicente de la Unidad de Equipos Mecánicos, División de Sistemas Mecánicos.

Rehabilitación del generador de la unidad 2 de la central hidroeléctrica ingeniero Carlos Ramírez Ulloa

Resumen

En noviembre de 1995 ocurrió la falla del generador de la unidad 2 de la central hidroeléctrica Ing. Carlos Ramírez Ulloa, "El Caracol". El accidente obligó a llevar a cabo su rehabilitación. Se presentan los problemas técnicos enfrentados durante la rehabilitación del generador y se discuten las soluciones implementadas.

Introducción

La central hidroeléctrica Ing. Carlos Ramírez Ulloa, "El Caracol", cuenta con tres unidades de 200 MW a 16 kV. Las tres unidades operan para alimentar las cargas pico del sistema. Las unidades 1 y 2 están preparadas para operar como condensadores síncronos para regular los reactivos de la red. En estudios previamente efectuados [Campuzano, R. *et al.*, 1993] se encontró que los devanados del estator operaban con un alto nivel de descargas parciales externas debido a que las bobinas quedaban demasiado holgadas en la ranura; por lo tanto, se estuvo monitoreando el comportamiento de los tres generadores con mediciones de descargas parciales en línea y fuera de línea.

En noviembre de 1995 ocurrió la falla del sistema de lubricación de las chumaceras del generador de la unidad 2. El aceite lubricante se esparció por el rotor del generador en el devanado del estator y al

mezclarse con la contaminación presente en la máquina provocó la falla de dos bastones adyacentes de diferentes fases en el cabezal inferior del devanado. Esta falla de fase a fase se convirtió posteriormente en una falla trifásica, ocasionando el daño de alrededor de 100 bastones (el 10% del devanado total). Además, todo el devanado del estator quedó impregnado del aceite que quedó atrapado tanto en el devanado del estator como en los devanados polares del rotor.

Ante esta situación se decidió rehabilitar por completo el generador y se aprovechó la ocasión para corregir algunos defectos previamente identificados:

- Se empacaron correctamente las bobinas en las ranuras del estator utilizando el sistema comercial denominado *round packing*.
- Se modificaron las conexiones entre bastones utilizando conectores que duplican el área de contacto con respecto a los conectores utilizados por el fabricante original.
- Se utilizaron capuchones de resina epóxica, encapsulados en

Edgar Robles Pimentel y Javier García Hernández*

En estudios previamente efectuados [Campuzano, R. et al., 1993] se encontró que los devanados del estator operaban con un alto nivel de descargas parciales externas debido a que las bobinas quedaban demasiado holgadas en la ranura.

sitio, con una formulación de resina clase F de baja propagación a la flama.

Evaluación de bastones

Se tomó la decisión de retirar tanto el rotor del generador como la turbina para efectuar el mantenimiento mayor de todos los componentes de la unidad y también para facilitar las operaciones de rehabilitación del estator y del rotor. Después de extraer el rotor, se procedió a retirar los bastones del estator para clasificarlos y analizar la posibilidad de reutilizarlos. De acuerdo con los análisis previamente efectuados, con base en las bobinas que estaban afectadas por descargas a

* Comisión Federal de Electricidad (CFE).

En noviembre de 1995 ocurrió la falla del sistema de lubricación de las chumaceras del generador de la unidad 2. El aceite lubricante se esparció por el rotor del generador en el devanado del estator y al mezclarse con la contaminación presente en la máquina provocó la falla de dos bastones adyacentes de diferentes fases en el cabezal inferior del devanado.

la ranura, se estimó que se requería un tercio de devanado nuevo. Sin embargo, por razones ajenas, no se obtuvieron a tiempo para utilizarlas en el proceso de rehabilitación.

Durante la inspección inicial se eliminó el 10% del total de los bastones extraídos. Entre estos bastones se encontraron aquellos con daños en los extremos usados para conexión; bastones con erosión avanzada en la superficie por descargas a la ranura; bastones con golpes y daños en el aislamiento principal, y bastones con los cabezales quemados. Los bastones que en apariencia se encontraron en buenas condiciones se evaluaron dieléctricamente. Las pruebas iniciales consistieron en la medición de capacitancia, $\tan \delta$ y las características de descargas parciales hasta una tensión de prueba de 16 kV. Se probaron 1085 bastones, incluyendo 154 bastones de almacén que la Central tenía de repuesto.

Durante estas pruebas iniciales, siete bastones fallaron al aplicar el voltaje de prueba, entre 5 y 13 kV. Esta primera evaluación permitió conocer las condiciones dieléctricas de los bastones y establecer el reacondicionamiento necesario que requerían. Por ejemplo, se constató que algunos bastones de almacén no tenían traslape entre las pinturas conductora y graduadora y que además la longitud de aplicación de la pintura conductora no era

uniforme, ya que le faltaban (de acuerdo con los bastones originales y dimensiones de la ranura) 25 mm en cada extremo. Debido a que el aceite impregnó la cinta de relleno de los bastones, se decidió retirarla. Una vez efectuada esta operación, se procedió a retirar también la pintura conductora, dejando sin despintar unos 25 mm en cada extremo a partir de la zona de traslape de pinturas, con el fin de que la nueva pintura hiciera contacto con la pintura conductora original, ya que la pintura graduadora de los bastones y una sección del traslape no se modificó, excepto cuando fue necesario.

Una vez retirada la cinta y la pintura, se revisaba el acabado del bastón para localizar visualmente defectos mayores. Durante este proceso se rechazaron aproximadamente 30 bastones, debido a que presentaban golpes y daños por corte en el aislamiento principal. Para garantizar el buen contacto entre la pintura original y la pintura nueva que se aplicó se revisó la zona en donde no se retiró la pintura midiendo la resistividad superficial.

Se contaba con 154 bastones de repuesto, pero algunos de ellos no tenían traslape entre la pintura conductora y la pintura graduadora. La aplicación de las pinturas conductora y graduadora era a "tope"; es decir, la graduadora comenzaba donde terminaba la conductora. Además, de acuerdo con los bastones originales y con las dimensiones del estator, les faltaba aproximadamente una pulgada de pintura conductora en ambos extremos.

Para crear el traslape y extender la longitud de la pintura conductora a las dimensiones de los bastones originales fue necesario retirar parcialmente el barniz de protección. Se eliminó este barniz

Se decidió rehabilitar por completo el generador y se aprovechó la ocasión para corregir algunos defectos previamente identificados:

- *Se empacaron correctamente las bobinas en las ranuras del estator utilizando el sistema comercial denominado round packing.*
- *Se modificaron las conexiones entre bastones.*
- *Se utilizaron capuchones de resina epóxica, encapsulados en sitio, con una formulación de resina clase F de baja propagación a la flama.*

hasta dejar al descubierto la pintura graduadora. La pintura conductora se aplicó en toda la parte recta extendiéndose una pulgada en ambos extremos sobre la pintura graduadora que quedó descubierta al eliminar el barniz.

Posteriormente, se aplicó la pintura graduadora, la cual hizo el traslape sobre la pulgada de pintura conductora extendida sobre la primer capa graduadora. En la figura 1 se muestra el arreglo efectuado para crear el traslape y extender la pintura conductora a las dimensiones correctas.

Este arreglo en los bastones de almacén se evaluó mediante la medición de descargas parciales. En el cuadro 1 se muestran los resultados obtenidos en uno de los bastones con este problema antes y después de arreglar el traslape.

Descargas parciales, $\tan \delta$ y potencial aplicado a 32 kV

Los bastones rehabilitados se evaluaron dieléctricamente. Se efectuó la prueba de potencial aplicado a 32 kV por un minuto, posteriormente se midió la capacitancia, $\tan \delta$ y las descargas parciales. Se evaluaron 542 bastones internos, de los cuales, cuatro fallaron en la prueba de aplicado y tres se

Se propuso un nuevo conector que sería fabricado rápidamente, ya que se elaboraría con soleras de cobre comerciales.

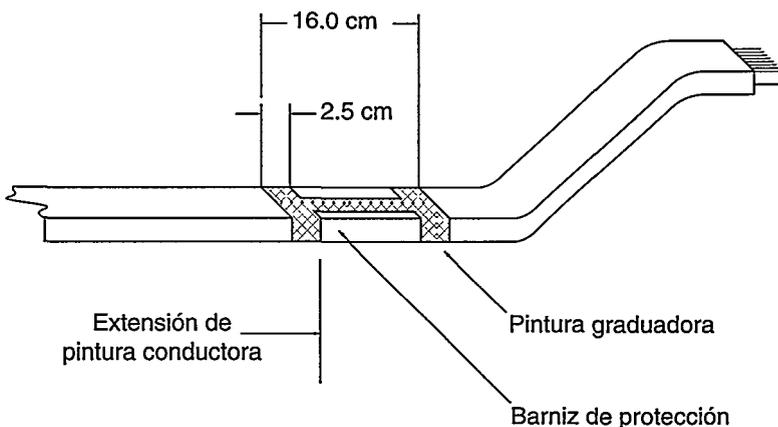
rechazaron por presentar altos niveles de descargas (descargas superiores a 8 nC a 9.6 kV con ionización audible a un voltaje de prueba menor al nominal). Incluyendo los bastones de repuesto, se tuvieron 535 bastones internos disponibles. En cuanto a los bastones externos, se evaluaron 505, de los cuales uno falló en aplicado y 10 se rechazaron por presentar alta ionización a un voltaje de prueba menor al voltaje nominal de la máquina. Por lo tanto, quedaron 494 bastones externos disponibles.

Ubicación de los bastones en el devanado de acuerdo con los resultados de las pruebas

Para ubicar la localización de los bastones en el devanado de acuerdo con los resultados obtenidos se clasificaron en tres niveles distintos a partir del siguiente criterio (cuadro 2).

Para distribuir los bastones en el devanado, éste se dividió en tres

FIGURA 1
Arreglo efectuado en los bastones de almacén.



partes de acuerdo con el voltaje nominal de fase a tierra del generador (9.2 kV). Es decir, de los 528 bastones de la cama superior e inferior, una tercera parte —176 bastones con las mejores condiciones dieléctricas (MB)— se ubicaría en una posición cuyo voltaje de operación fuera mayor o igual a 6.2 kV; 176 bastones (B) se ubicarían en la posición cuyo voltaje de operación fuera entre 3.0 y 6.1 kV, y los 176 bastones restantes (S) se colocarían en la posición cuyo

voltaje de operación fuera menor o igual a 3.0 kV. De esta forma se garantizaba que los bastones en las mejores condiciones dieléctricas soportarían los gradientes más altos, y los bastones con características dieléctricas más pobres, estarían operando con gradientes bajos.

Bastones internos

De la evaluación de los bastones de la cama interna se obtuvieron 307

CUADRO 1
Nivel de descargas parciales antes y después de la corrección del traslape en uno de los bastones de almacén.

	Sin traslape			
voltaje (kV)	VID* = 3.7	9.6	12.8	16.0
Q máx (nC)	0.15	7.0	11.0	12.0
	Con traslape			
voltaje (kV)	VID = 7	9.6	12.8	16.0
Q máx (nC)	0.2	1.5	5.0	10.0

*VID = voltaje de inicio de descargas.

Calificación	MB	B	S
VID (kV)	VID < 4	4 ≤ VID < 5	VID ≥ 5
Q máx (nC) a Vn/1.73	Q < 2	2 < Q < 3	Q > 3
estado físico	sin golpes	sin golpes	sin golpes
ionización audible a Vn/1.73	no	no	si

CUADRO 3			CUADRO 4		
Núm. de bastones	Se instalaron	Sobrantes	Núm. de bastones	Se instalaron	
307 MB	176	131	129 MB	120	56 MB Faltaron
162 B	162+14 MB=176		260 B	167+9 MB=176	19 B Sobraron
59 S	59+117 MB=176		102 S	102+74 B=176	

bastones MB, 162 bastones B y sólo 59 S. Este resultado permitió colocar bastones MB en ranuras en las cuales correspondían bastones con clasificación B y S (cuadro 3).

Bastones externos

En cuanto a la clasificación de los bastones externos, el resultado fue el siguiente: se obtuvieron 129 bastones MB, 260 bastones B y 102 bastones S. Se instalaron nueve bastones MB en ranuras en las que correspondían a bastones B. También se instalaron 74 bastones B en ranuras en las que correspondían bastones S. Faltaron 56 bastones que se encontraban en proceso de fabricación. Por lo tanto, se instalaron 472 bastones y se dejaron 56 ranuras pendientes a las que correspondían bastones con clasificación MB donde se instalarían los bastones reparados (cuadro 4).

Bastones externos adicionales

En el cuadro 4 se puede observar que se tuvo un déficit de 56 bastones. Fue necesario adquirirlos en un tiempo relativamente corto, por lo que se decidió utilizar el conductor de los bastones rechazados. Se solicitó la fabricación de 82 bastones, 70 externos y 12 internos. Se utilizó el cobre original y el aislamiento entre subconductores y se aplicó un nuevo aislamiento principal. Por tratarse de aislamiento nuevo, se esperaba que los bastones presentaran características

dieléctricas similares a las de un bastón nuevo, por lo que fueron preasignados para operar con gradientes altos en el devanado.

Con el fin de determinar la calidad dieléctrica de los bastones rehabilitados, éstos se evaluaron en sitio con las pruebas descritas anteriormente. De 70 bastones evaluados, 51 se clasificaron como MB, 15 como B y cuatro como S. Durante las pruebas realizadas se observó que el 30% de los bastones presentaba ionización audible en cabezales. Con la finalidad de determinar la causa de la ionización externa y los altos niveles de descargas parciales detectados en algunos bastones se analizaron a detalle dos de los bastones de menor calidad.

Para graduar el potencial eléctrico en los cabezales, el fabricante utilizó cinta graduadora en una longitud de 17 cm, dejando un traslape con la pintura conductora de 2.5 cm. La pintura conductora aplicada a los bastones presentó una resistencia superficial de 3 a 15 k Ω . Se observó que la cinta graduadora no estaba bien adherida a la superficie del bastón. Este defecto se presentó a una distancia de entre 5 y 10 mm del traslape con la pintura conductora. Al golpear ligeramente en estas zonas se escuchó un sonido típico de cuando se golpea algo hueco.

Durante las mediciones se presentó ionización audible a partir de un voltaje de prueba de 9 kV en ambos bastones. Esta actividad se observó cerca de la zona de

traslape de las pinturas a partir de un voltaje de 12 kV. Las descargas externas se presentaron en ambos extremos de los bastones. En uno de los cabezales del bastón la ionización ocurrió incluso al final de la pintura conductora.

Medición de descargas parciales

La actividad de las descargas parciales en los bastones analizados (denominados 1 y 2) se iniciaron a 5.2 y 6.1 kV, respectivamente, con una magnitud de 100 pC (ver cuadro 5). La especificación CFE W4200-23 menciona que en bastones o semibobinas nuevas, la $Q_{m\acute{a}x}$ medida a 0.6 Vn (9.6 kV) debe ser menor a 2 nC. En los bastones 1 y 2 se obtuvo una $Q_{m\acute{a}x}$ de 3.5 y de 2.0 a 5.0 nC, respectivamente. En la medición se detectó ionización en la zona de cabezales en ambos bastones a partir de un voltaje de prueba de 9.0 kV. Esta actividad pudo presentarse debido a que la cinta graduadora contenida en los bastones no estaba graduando correctamente.

Corrección de la cinta graduadora

De la inspección visual y de los resultados obtenidos con la medición de descargas parciales, se llegó a la conclusión de que la cinta graduadora no estaba correctamente aplicada en los bastones, lo que ocasionó una mala graduación y como consecuencia, la actividad de

descargas externas en cabezales. Para corregir el problema de aplicación de la cinta graduadora se decidió retirarla de uno de ellos y aplicar pintura graduadora. En el momento de retirar la cinta del bastón se observó que ésta se podía desprender con mucha facilidad, además de que una parte de la pintura de la cinta permanecía en el bastón. Al friccionar la cinta retirada del bastón, la pintura de la cinta se desprendía fácilmente, lo que indicó que no sólo se trataba de un problema de aplicación sino que también la cinta era de mala calidad.

Una vez retirada la cinta y los residuos de pintura graduadora se procedió a aplicar una nueva graduación, ahora utilizando pintura en vez de cinta. El bastón se dejó secar durante 24 horas y posteriormente se midió la actividad de descargas. Los resultados obtenidos se muestran en el cuadro 5.

Sistema de interconexión entre bastones

Los bastones del devanado del estator estaban soldados con una solera de cobre que conectaba sólo una cara del conductor de cada bastón. Se considera que si la sección soldada no ocupaba el 100% del área, era natural que se generaran puntos calientes que deterioraban el aislamiento de los capuchones. En los tres generadores de la planta, las altas resistencias de contacto de las uniones habían provocado elevaciones de temperatura haciendo que la resina se deteriorara por descomposición térmica. Por tanto, se tomó la decisión de cambiar el sistema de conexión de los bastones para mejorar la confiabilidad de la máquina.

Originalmente, los bastones estaban unidos con una solera de

CUADRO 5
Resultados de la medición de descargas parciales a los bastones rehabilitados.

Bastón núm.	Voltaje (kV)	Q _{máx} (nC)	
		antes de reparar	después de reparar
1	5.2	0.1(VID)	0.005(VID)
	9.6	3.5 (audibles)	0.4-0.6
	12.8	7.5	1.7
	16.0	14.0	6.0
	19.2	18.0	7.0-8.0
2	6.1	0.1(VID)	---
	9.6	2.0-5.0 (audibles)	---
	12.8	10.0	---
	16.0	12.0	---
	19.2	14.0	---

cobre que conectaba sólo una cara del conductor de cada bastón. La solera de cobre tenía una sección de 6.0 x 15.5 cm. El área del bastón que quedaba soldada a la solera era de aproximadamente de 3 x 5 cm, lo que indica que el área máxima de contacto entre la solera y el conductor de los bastones era de 15 cm² cuando se lograba una buena soldadura.

El método empleado para el proceso de soldado no siempre garantizaba un área de contacto completa, por lo que no era extraño encontrar que la zona efectiva de soldadura era sólo la periferia del conductor de los bastones. Esto traía como consecuencia que se generaran puntos calientes que deterioraban el aislamiento de los capuchones.

Para determinar la calidad de la unión original de los bastones con la solera de cobre se realizó una prueba de ultrasonido que consistió en efectuar un barrido, tipo C a 10 MHz con 0.5 de resolución, de las dos superficies soldadas de la unión.

Cambio del sistema de interconexión entre bastones

Debido a los frecuentes problemas que se presentaron en los tres generadores, se decidió cambiar el sistema de conexión. Con el fin de lograr una mejor unión entre el conductor de los bastones y el conector, se analizaron distintas posibilidades para diseñar un conector que se adaptara a las condiciones de los devanados de las máquinas. Después de analizar distintos diseños, se decidió que el conector fuera un casquillo de cobre que conectara al conductor del bastón en sus cuatro caras, asegurando un área de contacto mayor que la obtenida con el sistema original. También se optó por fabricar el casquillo de una sola pieza (fundida) y que los casquillos del cabezal inferior se cerraran en la parte inferior para que una vez colocados sólo tuvieran que rellenarse con soldadura. Los casquillos inferiores se instalaron en el estator. Se tenían instalados 420

cuando al comenzar a soldar uno de ellos, durante el proceso de calentamiento, ocurrió una explosión en el puente (parte central del casquillo), ocasionando que éste se abriera completamente en uno de sus lados. Se logró apreciar que la fundición era de mala calidad, con un alto contenido de cavidades.

Para determinar la calidad de los casquillos instalados se realizó un barrido con ultrasonido. El estudio se efectuó tanto en el puente de los conectores como en la zona

soldada con la barra. Se revisaron los conectores y las soldaduras de cada casquillo. El análisis determinó que los casquillos contenían porosidad en mayor o menor escala y que ésta variaba significativamente en cada uno de ellos. Dependiendo de la porosidad que tenía cada casquillo se clasificaron en cuatro tipos: los casquillos con clasificación I y II se consideraron como aceptables debido a su bajo contenido de porosidad; los casquillos muy porosos se clasificaron como III y IV y hubo necesidad de rechazarlos. Mediante el análisis con ultrasonido se determinó que el 70% de los casquillos instalados contenían una elevada porosidad (clasificación III y IV).

El área de conducción del casquillo es de 767 mm^2 ($13.4 \times 57.4 \text{ mm}$). Durante la inspección se encontró un poro con un área de 298 mm^2 ($7.0 \times 42.6 \text{ mm}$). El área de este poro fue de aproximadamente el 40% del área de conducción del casquillo. En la figura 2 se muestra el área de la sección transversal conductora y el área del poro más grande encontrado.

Una solución a la porosidad de los casquillos defectuosos fue agregarles una solera de cobre de $1/4"$ soldada en el puente de los casquillos. Debido a la dificultad

para realizar esta maniobra en el estator se decidió retirar alternadamente los conectores. El 50% de los casquillos defectuosos quedaron instalados en el devanado. A estos casquillos se les colocó la solera de cobre. La figura 3 muestra los casquillos y la solera de cobre para aumentar el área de conducción. La solera tiene un área de 344.4 mm^2 ($57.4 \times 6.0 \text{ mm}$). El área de la solera de cobre proporciona la sección necesaria

para conducir la corriente nominal del generador (aproximadamente 298 mm^2).

Rediseño del conector

Se propuso un nuevo conector que sería fabricado rápidamente, ya que se elaboraría con soleras de cobre comerciales. El conector se formaría por dos soleras rectas de cobre de $2"$ de ancho y 16 cm de largo, con un espesor de $1/4"$. En el centro se

FIGURA 2

Sección transversal del casquillo con una cavidad grande.

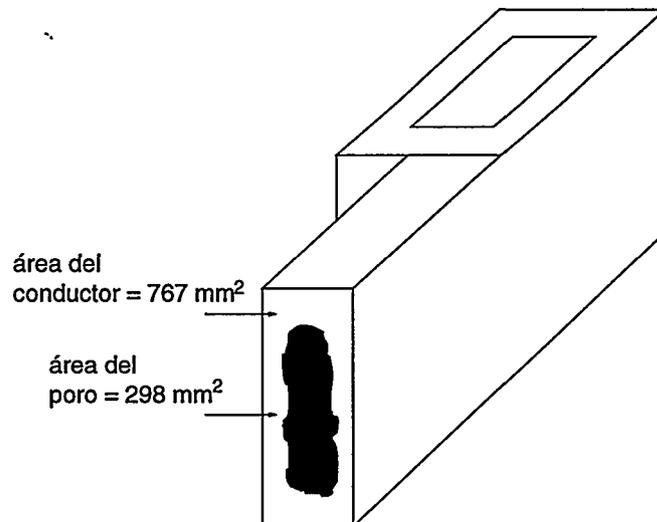
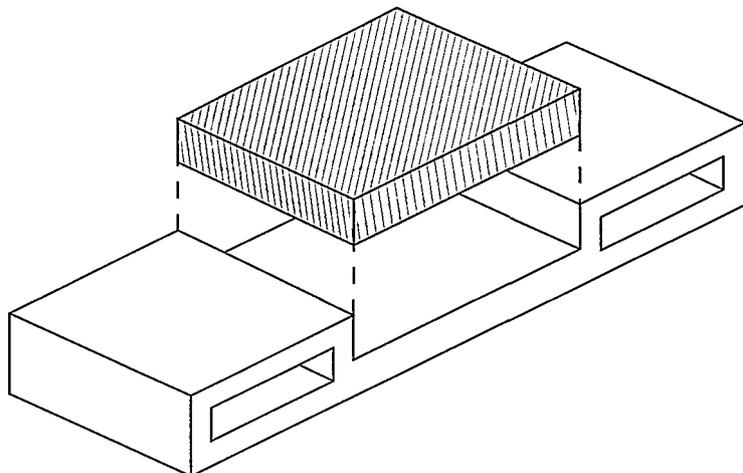


FIGURA 3

Casquillo con solera de cobre.



colocaría un tramo de solera de 6 cm de largo y 1/2" de espesor, con lo que se formaría el puente. El diseño del conector se muestra en la figura 4.

La fabricación de estos conectores se llevó a cabo en la Central. Con estos conectores se terminó de conectar la parte inferior de los bastones que faltaban y todas las conexiones de la parte superior. La calidad de todas las uniones se evaluó con ultrasonido. El criterio de aceptación fue que el área soldada entre el casquillo y el conductor fuera por lo menos del 80%. Las uniones que no cumplieran con este requisito eran corregidas hasta obtener su aceptación.

Round packing para ajuste

Para eliminar la holgura existente en las ranuras del devanado, se sustituyó la cinta de relleno que tenían los bastones originales por el sistema *round packing*. Este sistema, además de ajustar la bobina en la ranura, les proporciona un amortiguamiento. El sistema consiste de una cinta conductora de alta resistencia a la abrasión, a la que se le aplica una capa de silicón

y se dobla por la mitad. La cinta conductora permanece en contacto con la pintura conductora de la bobina quedando conectada al núcleo del estator (potencial de tierra).

Para construir el sistema *round packing* se aplica una capa de silicón contenido en un dispositivo especial, el cual se puede ajustar para aplicar espesores de 0.1, a 0.4 mm sobre la cinta que posteriormente se dobla a la mitad. Finalmente, el arreglo queda conformado por una capa doble de silicón y de cinta conductora. El arreglo se aplicó a las barras a 45° sin traslape. En la figura 5 se muestra el sistema *round packing* aplicado a una barra.

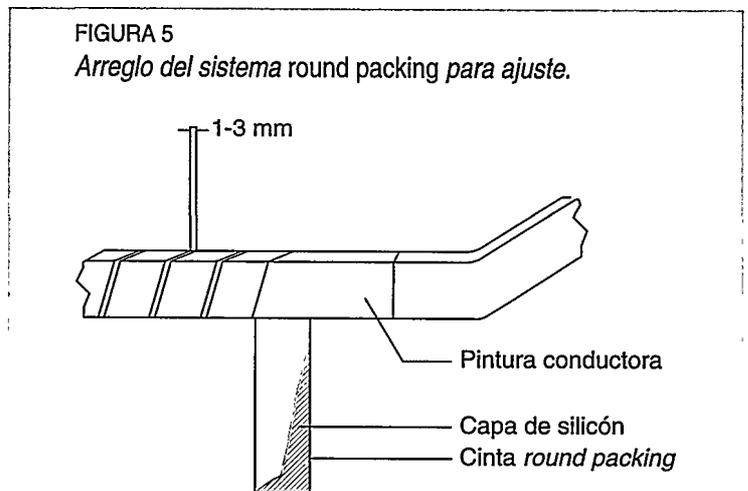
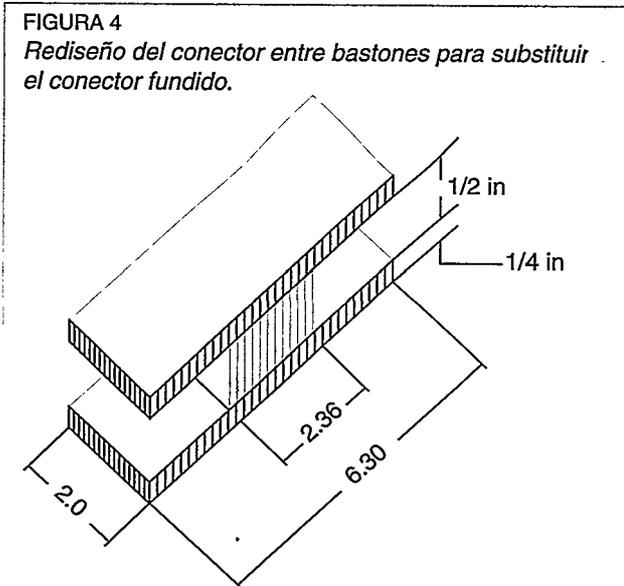
Aislamiento de conectores

El aislamiento de los conectores entre bastones (conocidos comúnmente como capuchones) de los generadores modernos se basa en un recipiente de fibra de vidrio ligado con resina epóxica que se utiliza como molde para llenarlo de resina. El proceso de instalación se efectúa en sitio en la mayoría de los casos. Como el curado de las resinas se efectúa a la temperatura

ambiente, la clase térmica del material es B (130° C), estos materiales propagan fácilmente la flama. Los generadores de El Caracol han sufrido varias fallas, donde el problema más severo ha sido extinguir el fuego que se propaga en el cabezal después de ocurrida la falla.

Por las razones antes descritas, se consideró conveniente que el aislamiento de los conectores se encapsulara con una resina epóxica clase térmica F (155° C), con baja propagación de la flama y resistente a la acción de las descargas parciales externas. El voltaje máximo que se presenta en los puntos críticos del devanado del estator es de 14.3 kV y la separación típica entre bastones es de 10 mm, por lo que el gradiente promedio en el aire es del orden de 14 kV/mm; un gradiente relativamente bajo para operar sin descargas.

A diferencia de las resinas clase B que pueden curar a la temperatura ambiente, las resinas clase F requieren de temperaturas de curado del orden de 80 a 100° C, por lo que fue necesario utilizar moldes metálicos con resistencias calefactoras para llevar a cabo el encapsulado de los conectores. Con



el fin de que el compuesto quedara libre de los problemas que se tuvieron con los conectores, fue necesario romper alrededor de 70 capuchones libres de defectos.

Conclusiones

Después de concluir los trabajos de rehabilitación, se llevaron a cabo las pruebas de aceptación, resultando satisfactorias. El generador quedó disponible para el Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) a fines de julio de 1996, ocho meses después de iniciados los trabajos. Es importante recalcar que se logró la rehabilitación del generador sin la asistencia externa de los fabricantes originales y que se corrigieron defectos graves que padecía el generador.

Reconocimientos

Es claro que en un proyecto de esta naturaleza han intervenido un sinnúmero de personas, de las cuales los autores somos simples representantes. Queremos agradecer a los funcionarios de la Gerencia de

Generación Central, quienes tuvieron la confianza en que este proyecto se podía alcanzar con éxito y brindaron su apoyo incondicional. Hacemos público nuestro reconocimiento a los ingenieros y trabajadores de la central hidroeléctrica Ing. Carlos Ramírez Ulloa por su loable esfuerzo y a los investigadores de las Unidades de Materiales Eléctricos, Físicoquímica Aplicada (hoy en Sistemas de Combustión) y Equipos Eléctricos del Instituto de Investigaciones Eléctricas, quienes siempre estuvieron dispuestos a colaborar.

Referencias

Campuzano, Roberto, Edgar Robles, Antonio Medina, Luis Casanova, *Análisis de las causas de deterioro prematuro del estator del generador de la U-I de la C. H. Carlos Ramírez Ulloa*, 3^o Reunión de Máquinas Eléctricas Rotatorias y 2^o Simposium Internacional de Ingeniería Eléctrica, Veracruz, octubre de 1993.

Campuzano, Roberto, Edgar Robles, Antonio Medina, Luis Casanova, *Evaluación del estator del generador de la U-I de la C. H. Carlos Ramírez Ulloa mediante la medición de descargas parciales en línea y fuera de línea*, 3^o Reunión de Máquinas Eléctricas Rotatorias y 2^o Simposium Internacional de Ingeniería Eléctrica, Veracruz, octubre de 1993.



EDGAR ROBLES PIMENTEL

Doctor en aislamientos para equipo de alta tensión por la Universidad de Salford, estudió la carrera en ingeniería eléctrica y la maestría con especialidad en sistemas de potencia en el Instituto Politécnico Nacional (IPN). Excatadrático de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) y del IPN, ingresó al IIE en 1976 como investigador de la Unidad de Materiales. Le interesa en forma particular la investigación relacionada con los sistemas aislantes para equipos de alta tensión, así como la evaluación in situ de generadores y transformadores. Actualmente es el gerente de la Unidad de Equipos Eléctricos.



Villas Carrousel en Playa del Carmen, Quintana Roo, primer desarrollo ecoturístico que satisface sus necesidades de energía eléctrica para iluminación con un sistema híbrido solar-eólico diseñado y construido por el IIE.

Tecnología de sistemas híbridos solar-eólico para desarrollos ecoturísticos

Aplicaciones: *Iluminación*
Refrigeración
Aire acondicionado

Mayores informes
Unidad de Energías No Convencionales del IIE
Teléfono (73) 18 38 11, extensión 7771

Problemática de los bifenilos policlorados (BPC) en México

Resumen

Se presenta un panorama general de la problemática de bifenilos policlorados (BPC) (askareles) en México, la cual está asociada principalmente con el uso de estos compuestos en equipos eléctricos; asimismo, se describe una semblanza de las causas por las cuales se han catalogado a los BPC como sustancias tóxicas ambientales y un peligro potencial para la salud de los seres humanos.

Antecedentes

Los bifenilos policlorados o PCB (por sus siglas en inglés), comúnmente llamados askareles o aroclors, se han utilizado desde los años treinta como líquidos aislantes en transformadores donde se requiere una elevada resistencia al fuego y en capacitores por su alta permitividad. En la actualidad, se ha detectado la presencia de ciertos isómeros de BPC dentro del medio ambiente tanto en agua, suelo, aire, así como en materiales orgánicos grasos de plantas y animales. Las investigaciones realizadas han demostrado que los bifenilos policlorados son compuestos extremadamente resistentes a la biodegradación y por su dispersidad, persistencia y acumulación en los ecosistemas se han catalogado como material tóxico ambiental. Por otro lado, y después de los accidentes que

involucraron BPC y en los cuales se produjo la intoxicación de seres humanos por ingestión (Yusho, Japón) y exposición a gases tóxicos provocados por un incendio (Binghamton, Estados Unidos), se realizaron diferentes estudios para determinar la toxicidad de estos compuestos, dando como resultado que los causantes principales de las intoxicaciones fueron dioxinas y benzofuranos policlorados, los cuales son subproductos de la descomposición térmica de BPC sometidos a temperaturas elevadas (>300°C) como las que se alcanzan durante su manufactura o en un incendio. Lo anterior ha llevado a la mayoría de los países industrializados a prohibir la fabricación, venta y uso de BPC y regular de manera estricta los que aún permanecen en uso, principalmente en equipo eléctrico. En México, la problemática de BPC se remonta a los años cuarenta con la importación de una gran cantidad de fluidos aislantes y equipo eléctrico procedente de Estados Unidos y de Europa, por lo que se

Esteban Valle y
María Guadalupe Cruz

Las investigaciones realizadas han demostrado que los bifenilos policlorados son compuestos extremadamente resistentes a la biodegradación y por su dispersidad, persistencia y acumulación en los ecosistemas se han catalogado como material tóxico ambiental.

puede considerar que dichos compuestos han existido en nuestro país por lo menos desde hace 50 años sin contar con los programas y la legislación necesaria para un manejo ambientalmente seguro.

Características generales de los BPC

Debido a sus buenas propiedades dieléctricas, térmicas y lubricantes, los bifenilos policlorados se han empleado en diferentes sectores de la industria; las aplicaciones reportadas en otros países de acuerdo con su uso predominante son las siguientes: capacitores (incluyendo balastos para lámparas fluorescentes); transformadores en aceite; plastificantes en resinas dieléctricas y en hules; papel copia

En México, la problemática de BPC se remonta a los años cuarenta con la importación de una gran cantidad de fluidos aislantes y equipo eléctrico procedente de Estados Unidos y de Europa, por lo que se puede considerar que dichos compuestos han existido en nuestro país por lo menos desde hace 50 años sin contar con los programas y la legislación necesaria para un manejo ambientalmente seguro.

sin carbón; fluidos hidráulicos; aceites lubricantes y de corte; líquidos para transferencia de calor; pigmentos para pinturas, selladores, adhesivos, tintas de impresión, ceras para pisos y agentes desengrasantes. El uso de BPC dentro de la industria eléctrica se basó en tres ventajas fundamentales: elevada permitividad, resistencia intrínseca al fuego y su estabilidad química. Inicialmente se utilizaron en capacitores BPC puros con un elevado contenido de cloro, mientras que en transformadores se usaron mezclas de BPC (arocloros) diluidas con triclorobenceno.

Propiedades fisicoquímicas

Los BPC son compuestos organoclorados de fórmula condensada $C_{12}H_{10-n}Cl_n$ donde $n=1, 2, 3...10$. Son sustancias de viscosidad variable que van de líquidos a sólidos; de consistencia

resinosa cuando contienen altas cantidades de cloro; tienen una elevada estabilidad química; no son hidrolizables; son resistentes al calor y a la oxidación. En estado líquido pueden ser incoloros hasta amarillos, de olor fétido y textura viscosa. Cuentan con un bajo grado de evaporación y al mezclarlos con otros compuestos pueden modificar sus propiedades físicas, químicas y mecánicas. Tienen puntos de inflamación elevados debido a la presencia de cloro; no son solubles en agua, pero sí en solventes orgánicos, aceites y grasas vegetales o sintéticas. Las moléculas de bifenilos policlorados (figura 1) en forma separada se conocen como congéneres o bifenilos sustituidos mono, bi, tetra, etcétera. Se reconoce la existencia de 209 congéneres diferentes y la mezcla de varios bifenilos con diferente grado de cloración da como resultado un aroclor o askarel, o bien, cualquiera de los nombres

La peligrosidad de los BPC en las actividades industriales y en el medio ambiente no es función de su toxicidad inminente o a corto plazo, más bien estriba en el potencial que tienen de afectar irreversiblemente la salud de los seres humanos al acumularse en los tejidos grasos y en que durante su manejo, principalmente en casos de incendios y durante su destrucción por incineración, pueden generar subproductos más tóxicos.

de los fluidos comerciales que aparecen en el cuadro 1.

Toxicidad

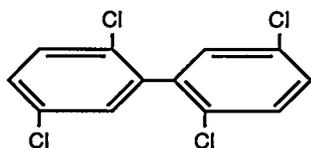
La historia de los BPC como contaminante ambiental inicia a mediados de los sesenta, cuando se confirma su presencia en áreas tan remotas como el ártico; a partir de los setenta son detectados en tejidos grasos de algunas especies animales como aves y peces, entrando así

CUADRO 1

Nombres de mezclas comerciales de bifenilos policlorados.

Clophen	Inclor
Fenclor	Aroclor
Apirolio	Pyralene
Piroclor	Dp
Phenoclor	Sovol, sovtol o soviol
Delor	Diaclor
Asbestol	No flamol
Therminol, therminol FR	Montar
Askarel	Pyranol
Inerteen	Santotherm, santotherm FR
Kaneclor	Clorinol
Pydraul	Elemex
Dykanol o dycanol	Hyvol
Eucarel	Sat-t-america
Saf-t-kuhl	Clorphen
Chlorextol	Electrophenyl
Eec-118	Mcs-1489
Kennechlor	Pcb o Pcb's
Nepolin	Aceclor
Bakola 131	
Dk	

FIGURA 1
Estructura química de la molécula de BPC.



Con el creciente desarrollo económico y la participación en la economía de mercados, la política ambiental mexicana ha cambiado en los últimos años de tal forma que algunas de sus principales directrices ambientales se basan en los compromisos derivados del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN), el ingreso a la OCDE y de una amplia gama de acuerdos y convenios internacionales, todos ellos descritos en el Programa de Medio Ambiente 1995-2000.

dentro de la cadena alimenticia donde los BPC pueden biomagnificarse; esto significa que su movimiento a través de esta cadena implica incrementos de concentración. Recientemente, se han encontrado en concentraciones significativas en canales, ríos, lagos y sedimentos alrededor del mundo; dispersos en flora y fauna silvestres, así como en la sangre de los seres humanos y en la leche materna. Varias investigaciones habían tratado de demostrar que existe una relación entre los BPC y varios efectos en problemas de salud. Sin embargo, no es hasta los incidentes de Yusho, Japón, y de Binghamton, Estados Unidos, cuando los efectos se magnifican a partir de la información recabada de estos incidentes por la EPA (Environmental Protection Agency); en el primero de ellos se intoxicaron más de mil personas al ingerir aceite comestible contaminado con BPC; las víctimas presentaron diferentes manifestaciones somáticas como cloroacné, pigmentación café en uñas, urticaria, inflamación, entumecimiento de extremidades y fiebre; treinta y seis niños sufrieron el síndrome de BPC fetal, consistente en la pigmentación café de la piel. En el segundo incidente, 400 personas estuvieron expuestas a diferentes niveles de contaminación cuando una falla en los dispositivos eléctricos de distribución provocó el incendio de un

edificio, derramándose e inflamándose 180 galones de BPC que emitieron gases que se esparcieron por todo el edificio; las muestras de aire analizadas revelaron cantidades detectables de dioxinas y dibenzofuranos policlorados. A raíz de estos eventos y con el incremento de accidentes que involucraban equipo BPC, al igual que el cúmulo de información referente a la detección de BPC en tejidos orgánicos (animales, flora y seres humanos) se realizaron diferentes investigaciones que confirmaron, por un lado, la capacidad de los BPC de acumularse y depositarse en los tejidos de seres

vivos (incluido el hombre) causando daños serios e irreversibles en la salud y en el organismo de los especímenes de estudio; y por el otro, se determinó de manera contundente que los BPC al someterse a un sobrecalentamiento, como en el caso de un incendio, producen sustancias igualmente tóxicas como las dioxinas y benzofuranos policlorados, que si rebasan ciertos niveles de concentración pueden ser letales (cuadros 2 y 3).

En resumen, la peligrosidad de los BPC en las actividades industriales y en el medio ambiente no es función de su toxicidad

CUADRO 2
Resultados de toxicidad en animales por dioxinas y dibenzofuranos tetracloro sustituidos.

<i>Diferencias de toxicidad aguda de acuerdo con la raza y especie animal</i>				
<i>Especie animal</i>	<i>Variiedad o raza</i>	<i>TCDD Tetracloro-2,3,7,8 dibenzodioxina</i>		<i>TCDF Tetracloro-2,3,7,8 dibenzofurano</i>
<i>Dosis: DL 50 (µg/kg)</i>				
		<i>Vía oral</i>	<i>Vía cutánea</i>	<i>Vía oral</i>
Conejillo de Indias	Hartley	0.6 a 2.5	-	5 a 10
Monó	Macaca Mulatta	≈50	-	1000
Conejo	New Zeland	115	275	-
Rata	Sherman	22 a 45	-	-
	Fischer 344	165 a 340	-	>6000
	CD	300	-	-
Ratón	C57 BL/6J	115 a >450	>80	>6000
	B6D2F1/J	300	-	-
	DBA/2J	620	-	-
Perro	Beagle	≈500	-	-
Hámster	Golden Syrian	1160 a 5050	-	-

CUADRO 3

Efectos observados en humanos y animales por la exposición de tetraclorodibenzodioxinas.

Comparación de efectos de las TCDD en animales y observaciones en humanos asociadas con la exposición de ese compuesto

Animales

Hombre

Toxicidad aguda o subaguda

- | | |
|---|--|
| <p>- Toxicidad extrema-</p> <ul style="list-style-type: none"> - DL50 oral=0.5 a 5000 µg/kg. - Mortalidad siempre tardía después de enflaquecimiento progresivo importante. - Numerosos efectos, variando según la especie animal. - Sensibilidad: conejillo de Indias> mono> rata> ratón> hámster. | <ul style="list-style-type: none"> - Ningún caso mortal reportado. - Sintomatología reversible: <ul style="list-style-type: none"> • Cloroacné (signo constante) • Otros efectos eventualmente asociados con el cloroacné: problemas hepáticos, neurológicos y astenia. |
|---|--|

Toxicidad crónica

- | | |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> - Signos análogos a la toxicidad aguda, variando de acuerdo con la especie. | <ul style="list-style-type: none"> - Cloroacné si se expone a dosis suficientes. |
|---|---|

Reproducción

- | | |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> - Efectos teratógenos en el ratón. - Efectos embriotóxicos en las demás especies (generalmente asociados con una intoxicación materna). | <ul style="list-style-type: none"> - Hasta el momento, ningún efecto formal puesto en evidencia por la epidemiología. |
|--|--|

Cancerígenos

- | | |
|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> - Tumores en la rata y el ratón (hígado-tiroides), las demás especies presentan intoxicación general. | <ul style="list-style-type: none"> - Hasta el momento, ningún efecto formal puesto en evidencia por la epidemiología. |
|---|--|

Mutágenos

- | | |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> - Efectos mutágenos potenciales no establecidos. | <ul style="list-style-type: none"> - Ausencia de efectos clastógenos entre los afectados por cloroacné. |
|--|--|

Metabolismo

- | | |
|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> - Fácil absorción (oral, cutánea). - Poco o ningún cambio (hidroxilación) según la especie animal. - Distribución: hígado, sobre todo grasas. - Eliminación lenta (fecal). | <ul style="list-style-type: none"> - Acumulación en grasas. - Eliminación lenta (fecal). |
|---|--|

inminente o a corto plazo, más bien estriba en el potencial que tienen de afectar irreversiblemente la salud de los seres humanos al acumularse en los tejidos grasos y en que durante su manejo, principalmente en casos de incendios y durante su destrucción por incineración, pueden generar subproductos más tóxicos. Es importante recalcar que, hasta el momento, en México no existe información referente a

incidentes, accidentes o eventos que involucren BPC; tampoco existen estudios sobre los niveles de contaminación en el ambiente y ni siquiera se cuenta con la conciencia de los riesgos futuros que representan para la salud de los seres vivos.

Normatividad internacional

La gran producción de BPC en el

mundo y su inadecuado control ha provocado su propagación en el medio ambiente, contaminando la atmósfera, las aguas (ríos, lagos y mares) y el suelo; esto ha llevado a las organizaciones mundiales de los países industrializados como la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) y la Comunidad Económica Europea (CEE) ha emitir recomendaciones a los países miembros sobre la

necesidad de normar y reglamentar el uso de BPC. Además, a partir del incremento de accidentes con equipo BPC, se ha prohibido la manufactura de fluidos BPC y su uso en equipo nuevo, además de extremar las medidas de seguridad de los equipos existentes en operación. Esto provocó que la mayoría de los países emitiera leyes y reglamentos o bien que se revisaran y cambiaran las ya existentes. En general, las regulaciones de los bifenilos policlorados son sumamente extensas y complejas, ya que deben cubrir diferentes aspectos para su adecuado manejo y control; en ellas se incluyen las prohibiciones de manufactura, producción, procesamiento y distribución, y excepciones si las hay; las restricciones y requerimientos de uso en operaciones controladas, así como en el control de desechos y residuos peligrosos, estableciendo los mecanismos adecuados para el mantenimiento, inspección, marcado, almacenamiento, transporte, disposición, registros y reportes, al igual que las políticas adecuadas en caso de derrames y limpieza, además de guías o protocolos para la identificación y cuantificación de BPC (métodos de análisis) y para la aprobación de las tecnologías de eliminación de BPC y sus residuos, etcétera. Un aspecto de suma importancia en el que todos los países han hecho énfasis, es la necesidad de integrar sus inventarios de BPC, para que con base en él se establezca un programa de administración para la eliminación y reducción de BPC.

Problemática nacional

En nuestro país se estima, de acuerdo con información proporcionada por el Instituto Nacional de Ecología (INE), que la cantidad de BPC existente es de

ocho mil toneladas, perteneciente en su mayor parte a equipo eléctrico de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), de Luz y Fuerza del Centro (LyFC), de Petróleos Mexicanos (Pemex) y del Sistema de Transporte Colectivo METRO y, en menor proporción, a equipo eléctrico de la industria de fabricación de transformadores, capacitores, del acero y minera, así como de empresas con subestaciones propias, talleres de reparación de equipo eléctrico y plantas de recuperación y tratamiento de fluidos aislantes. Lo anterior nos indica de forma clara que la problemática de BPC en México está asociada principalmente con las actividades sin control que ha venido realizando a través del tiempo la industria privada y empresas del sector público. Con el creciente desarrollo económico y la participación en la economía de mercados, la política ambiental mexicana ha cambiado en los últimos años de tal forma que algunas de sus principales directrices ambientales se basan en los compromisos derivados del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN), el ingreso a la OCDE y de una amplia gama de acuerdos y convenios internacionales, todos ellos descritos en el Programa de Medio Ambiente 1995-2000. Uno de los aspectos de relevancia que se plantea dentro de este programa es el control de la generación de residuos peligrosos por la industria con las siguientes metas generales: promover la minimización de la cantidad de residuos peligrosos y los riesgos inherentes a su manejo, incentivando cambios hacia los procesos y tecnologías cada vez más limpias; incrementar la oferta de sistemas e infraestructura de manejo adecuado de residuos peligrosos; controlar y regular

eficientemente el movimiento transfronterizo de residuos peligrosos; atender y cumplir los compromisos internacionales. Con base en estas metas, se derivan lineamientos específicos en materia de bifenilos policlorados que establecen como una acción prioritaria la exportación de BPC para su destrucción, con la finalidad de lograr su virtual eliminación para el año 2008. Esto se asocia con los acuerdos aceptados en el Plan Regional de Acción elaborado por la Comisión de Cooperación Ambiental (CCA) del TLCAN, integrada por Estados Unidos, Canadá y México. Además, con el ingreso a la OCDE, nuestro país debe asumir las disposiciones para la protección del ambiente en relación con los BPC emitidas en la resolución final C(82)2 y que incluye prohibir la manufactura, importación, exportación y venta de BPC, así como los productos, artículos o equipos que los contengan; controlar los usos actuales, el transporte y el almacenamiento de BPC y acelerar su sustitución, particularmente en los casos de alto riesgo de contaminación ambiental y exposición a seres humanos; establecer un control de los productos, artículos o equipos contaminados con BPC para reducir la contaminación a niveles que no pongan en peligro la salud y el ambiente; tratar y disponer adecuadamente (por incineración a alta temperatura o un método de efectividad comparable) los equipos, desechos sólidos y líquidos que contengan niveles de BPC superiores a 100 ppm; prohibir la dilución deliberada de residuos que contengan BPC; y establecer la infraestructura para tratar y disponer adecuadamente de los BPC. En general, estos compromisos cubren los aspectos principales a los que se deben dirigir todas las acciones

tendientes a resolver la problemática de BPC en México. Por el momento, la normatividad relacionada con BPC en el país es incipiente y está incluida en forma general en la Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente (modificada en 1996) y en el Reglamento en Materia de Residuos Peligrosos (en revisión). De la misma forma, en algunas normas se cubren algunos aspectos específicos, por ejemplo, en las ecológicas se define como residuo peligroso aquel que contiene más de 50 ppm de BPC; en las de transporte se clasifica a los BPC como material y sustancia peligrosa; en las de salud pública se definen límites permisibles de BPC en grasas de carnes animales para consumo humano; en las de higiene y seguridad industrial se especifican niveles de concentración de BPC en determinados tiempos de exposición en centros de trabajo; y en las de productos comerciales no se permite el uso de askareles (BPC) como aislante en equipo eléctrico y se define un máximo de 2 ppm de BPC en líquidos aislantes de equipos nuevos. De acuerdo con lo anterior, faltan por reglamentar los aspectos básicos del manejo de BPC como son manufactura, control de equipo en uso, derrames, marcado y etiquetado, métodos de cuantificación y localización, almacenamiento, transporte, métodos de reclasificación de equipos y residuos, técnicas de disposición final, definición de límites máximos permisibles únicos, requerimientos generales para las empresas prestadoras de servicios, etcétera. En este sentido, el Instituto Nacional de Ecología de la Secretaría del Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca (Semarnap) ha realizado un estudio que integra los puntos anteriores,

con la finalidad de elaborar una norma oficial que regule el manejo de los BPC; se espera que a más tardar el año próximo entre en vigor como parte fundamental de la implementación del Plan Regional de Acción BPC de los países de América del Norte (TLCAN). La perspectiva de la norma tiene como base la existencia de una cantidad finita de BPC en el país y la meta de su eliminación virtual en el tiempo.

En términos generales, la estrategia a seguir para resolver la problemática de BPC plantea lo siguiente:

- Elaborar un inventario nacional preciso de las existencias de BPC concentrado, en operación y de desecho.
- Prohibir el uso de cualquier equipo fabricado con BPC e implantar un programa de reemplazo del equipo BPC en operación.
- Controlar el manejo de equipo fabricado con BPC durante el periodo de desincorporación y disposición final.
- Definir un programa calendarizado para disponer o eliminar todos los residuos existentes y los que se generen durante la desincorporación de equipos (2008).
- Gestionar mecanismos eficientes para la disposición de residuos, considerando volúmenes programados.

Con respecto al equipo eléctrico que utiliza aceite mineral como dieléctrico y que puede estar contaminado con BPC, se intenta adoptar las siguientes medidas:

- Controlar equipo nuevo, reparado y material reciclable a menos de 2 ppm de BPC.
- Dejarlos en operación hasta que alcancen su tiempo de vida útil o bien, hasta el momento en que requieran mantenimiento o sustitución por falla.

- En el momento que requieran reparación o disposición se debe determinar el contenido de BPC.
- Los equipos que contengan más de 50 ppm de BPC deberán eliminarse o reclasificarse por medio de procesos autorizados por la normatividad ambiental.

- Todos los residuos especiales que contengan de 2 a 50 ppm de BPC deberá detoxificarse a menos de 2 ppm o desecharse como combustible de manera controlada.

Como resultado de lo anterior y tomando como base la estrategia planteada para resolver la problemática de BPC en México, en el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) se ha establecido un método para la determinación y la cuantificación de bifenilos policlorados en aceites; además, se están desarrollando metodologías con la finalidad de brindar apoyo a empresas tanto públicas como privadas en los programas de administración de BPC, cubriendo los diversos aspectos de su manejo.

Tecnologías de eliminación y reclasificación de BPC

Dentro del contexto mundial, se ha establecido que cualquier fluido, aditamento o artículo que contenga 50 ppm o más de BPC debe considerarse residuo peligroso y disponerse de manera adecuada y segura; esto ha provocado que se desarrolle una gran variedad de tecnologías para la eliminación o la reducción de concentración de BPC. Sin embargo, las empresas prestadoras de estos servicios deben cumplir ante todo con las disposiciones ambientales. En México, en la normatividad en proceso se contempla que dichas empresas deben contar, además, con el acreditamiento y la autorización de la Semarnap.

Reclasificación

Cuando existe un riesgo potencial elevado de exposición de BPC es recomendable la desincorporación del equipo y optar por instalar equipos nuevos con fluidos dieléctricos sustitutos o de diseño diferente, o bien, si la concentración de BPC no es elevada, someter los equipos a procesos de retrolenado (reemplazo del líquido aislante por otro no tóxico) o de detoxificación (reducción de la concentración de BPC por debajo del límite regulado, a través de procesos químicos o físicos). Estos sistemas de tratamiento generalmente son de tipo móvil y adecuados para reclasificar el equipo en operación con un mínimo de interrupciones del servicio eléctrico. Actualmente existen en el país empresas autorizadas por el INE para realizar este tipo de servicios.

Eliminación

Dentro de la problemática de BPC, la disposición final es uno de los aspectos más importantes, puesto que implica contar con infraestructura tecnológica para la eliminación o descontaminación de BPC. En general, los métodos de disposición final se pueden clasificar en procesos térmicos, procesos no térmicos y sitios de enterramiento (cuadro 4). Con respecto a esto último, en México, y de acuerdo con las leyes ambientales, está prohibido el confinamiento de BPC y sus residuos. En el cuadro 5 se describen los métodos de disposición aprobados en los Estados Unidos por la EPA de acuerdo con el tipo de material y concentración de BPC. Todas las tecnologías relacionadas con los procesos térmicos se basan en la reacción de oxidación a través de una combustión controlada. Los

CUADRO 4 Clasificación general de los métodos de eliminación de BPC.		
Clasificación de tecnologías	Procesos	
Térmicos	Incineración	hornos rotatorios hornos de cementeras inyección líquida hornos calderas múltiples lecho fluidizado baño de sal fundida pirólisis descomposición térmica <i>in situ</i>
	Otros	plasma microondas vitrificación
No térmicos	Físicos	destilación adsorción extracción
	Químicos	sodio disperso poliglicoles con KOH dehidroclorinación catalítica reducción con Ni reducción fase gaseosa oxidación baja temperatura ozonólisis UV clorólisis oxidación electroquímica
	Biológicos	bioremediación
	Sitios de enterramiento	

más utilizados para la eliminación de BPC son los incineradores de inyección líquida y los de horno rotatorio. Estos medios de destrucción deben cumplir con ciertos requerimientos técnicos, con el propósito de limitar la emisión al medio ambiente de BPC y de otros compuestos (dioxinas y dibenzofuranos). En cuanto a los procesos no térmicos para la destrucción de BPC, se pueden clasificar en físicos, químicos y biológicos con una gran variedad de tecnologías aplicables de acuerdo con la concentración o con el tipo de material a tratar; su finalidad es la de destruir o remover eficientemente los BPC sin la

generación de subproductos peligrosos, así como evitar cualquier reacción indeseable con los materiales, como por ejemplo los líquidos aislantes que se desean volver a utilizar. Hasta el momento, la única forma autorizada por el INE para desechar residuos BPC es la incineración en el extranjero (exportación) con empresas reconocidas.

Conclusiones

La utilización nacional de los bifenilos policlorados o askareles en empresas del sector público representa una de las problemáticas ambientales más importantes y

CUADRO 5
Métodos de disposición aprobados por la US EPA.

Aplica a:	Métodos de disposición		
	Incineración	Sitios de enterramiento de residuos químicos	Métodos alternativos
Líquidos BPC (500 ppm o más)	requerido	no	decolorar si aprueba
Líquidos contaminados con BPC (50-500 ppm), incluidos los fluidos dieléctricos de aceite mineral de equipo eléctrico contaminado con BPC	sí	sí, confirmando que tiene < 500 ppm y el residuo no es flamable	en caldera de alta eficiencia u otro método aprobado
Sólidos BPC (suelos, desechos, desperdicios contaminados)	sí	sí	ninguno
Materiales y residuos municipales (50 ppm o más)	sí	sí	otro método aprobado
Transformadores BPC	sí	si se drena, se llena con solvente durante 18 h y se vuelve a drenar	ninguno
Capacitores BPC grandes de alto y bajo voltaje	requerido	no	ninguno
Capacitores BPC pequeños	sí	sólo si se autoriza	residuos sólidos municipales
Máquinas hidráulicas BPC	no	no	residuo sólido mpal. lavar con solvente <1000 ppm BPC
Otros artículos BPC	sí	si el líquido es drenado	ninguno
Contenedores BPC sin descontaminar	sí	si el líquido es drenado	ninguno
Contenedores contaminados con BPC (menos de 500 ppm)			residuo sólido municipal si el líquido es drenado
Contenedores BPC descontaminados			para reuso o residuo sólido mpal.

desatendidas en México. Sin embargo, se espera que con la emisión de la Norma Oficial Mexicana sobre el manejo de BPC y la implementación del Plan Regional de Acción BPC para América del Norte (TLCAN), programados para entrar en vigor a más tardar a principios de 1998, se inicien los

programas formales para resolver este problema. Es importante señalar que la normatividad y los programas gubernamentales son sólo parte de la solución y se requerirá mayor infraestructura y recursos para que la industria nacional pueda afrontar las imposiciones. Se debe tomar en

cuenta que el problema con BPC no es solamente con el equipo que en su placa de identificación específica fluido BPC, sino que involucra todo el equipo eléctrico que utiliza fluidos aislantes que pueden contener más de 2 ppm de BPC. Por lo tanto, cualquier usuario de energía eléctrica que utilice un solo transformador en

aceite puede ser sujeto de la regulación ambiental y de los riesgos inherentes al uso de BPC.

Referencias

Fournié, R. y F. Peyrichoa, "L'emploi des PCB dans les transformateurs électriques présente-t-il des risques?", *Revue Generale de L'Electricité*, vol. 96, núm. 8, septiembre de 1987, pág. 13.

McGraw, M. G., "The PCB problem: separating fact from fiction", *Electrical World*, vol. 197, núm. 2, febrero de 1983, pág. 61.

LeCerf, H. y P. M. Dillon, "Surviving our national nightmare of PCB", *Electrical Systems Design*, octubre de 1988, pág. 40.

Gervason, P., "PCB: Leur propriétés et leurs applications dans l'électronique", *Revue Generale de L'Electricité*, vol. 96, núm. 8, septiembre de 1987, pág. 5.

McPartland, B. J., "PCB's... time is running out", *Electrical, Construction & Maintenance*, vol. 87, núm. 9, septiembre de 1988, p. 62.

Code of Federal Regulations, título 40, parte 761, Estados Unidos de América, 1995.

PCB disposal manual, prepared by SCS Engineers, Inc., Long Beach, California, reporte EPRI CS-4098, Electric Power Research Institute, 1985.

McLearn, M. E., *Case study evaluation of*

PCB fires, reporte EPRI GS-6870, Electric Power Research Institute, 1990.

Mitchell D., Erickson, *PCB in humans: what we know and what we don't know*, en Proceedings: 1980 EPRI PCB Seminar, Palo Alto, California, 1990, pág. 9-50-1.

Estudio para sustentar la Norma Oficial Mexicana sobre el manejo de bifenilos policlorados, elaborado por la Unidad de Materiales Eléctricos del Instituto de Investigaciones Eléctricas, Cuernavaca, Morelos, contrato DGRA/EO2RF/001/96, Instituto Nacional de Ecología, 1996.

Guidance on the management of polychlorinated biphenyls (PCB's), prepared by US Department of Energy, Office of Environmental Guidance RCRA/CERCLA Division, Washington, D.C., reporte EH-231, 1993.

ESTEBAN VALLE JAIME



Ingeniero químico (1978) y pasante de la maestría en química orgánica de la Universidad Autónoma del Estado de Morelos (UAEM). Su área de especialidad versa sobre la evaluación, la formulación y la síntesis de materiales para la industria eléctrica. Desde 1981 es investigador del IIE en la Unidad de Materiales Eléctricos.

MARÍA GUADALUPE CRUZ GONZÁLEZ



Química industrial (1990) por la Universidad Autónoma del Estado de Morelos (UAEM). Desde 1989 ingresó al IIE a la Unidad de Materiales Eléctricos. Se ha especializado en la síntesis y caracterización de materiales para la industria eléctrica.

Para ratificación y suscripciones al Boletín IIE

Correo electrónico:

boletín@iie.org.mx

otros dos operadores. Así todo el año los simuladores de las áreas están ocupados y no puede aumentar el ritmo para su uso, porque es un trabajo personalizado.

Con ese método le toca una semana por año a cada operador

A lo mucho. Son 150 operadores de subárea y 84 de área y nuestros operadores se someten a un continuo adiestramiento con el fin de que no pierdan habilidad si se presentan disturbios. Por ello, con el acceso directo de las subáreas al simulador se abatirían los problemas de tiempo para la capacitación y se aprovecharían aún más los simuladores instalados.

¿Existe resistencia de los operadores a la evaluación?

Creo que todos en nuestro trabajo tenemos esa aprensión a la evaluación directa. Sí, ha habido resistencia, pero actividades como el Torneo permiten que nuestra gente tenga más confianza y pueda aceptar de mejor forma la capacitación en el simulador; inclusive podría establecerse como una obligatoriedad que en el futuro se tengan sesiones de entrenamiento en el simulador de una a tres veces al año para garantizar la gran responsabilidad que tenemos de operar el sistema.

¿Tienen la intención de dar capacitación a operadores extranjeros, por ejemplo de Centroamérica?

A través de la División Internacional hemos tenido contacto con otros países, principalmente centroamericanos, al igual que con Ecuador y Perú. Al principio se habló de que podrían enviar a sus operadores a México, pero no fue

tan sencillo dada la distancia y que no podían dejar su trabajo por mucho tiempo, además, nosotros no teníamos la suficiente capacidad como para atenderlos debido a los compromisos internos con nuestros operadores. Fue entonces que surgió la opción de que desarrolláramos sus propios simuladores y es lo que probablemente vamos a hacer.

¿El Instituto podrá participar en este plan?

Por supuesto, el Instituto está detrás de todo esto. Hemos trabajado con el doctor Rolando Nieva desde hace años en varios proyectos y en la parte de simuladores ha sido vital su participación. Definitivamente tendría que ser con apoyo del Instituto.

¿Va a seguir año con año este Torneo?

La idea es que sí. Representa un gran esfuerzo prepararlo, debemos dedicar recursos humanos y materiales, pero creo que vale la pena; motivan a la gente, existe un incentivo económico que les es atractivo y nos parece, como ya comenté, una actividad muy importante.

Por último ¿qué mensaje daría a sus operadores?

El mensaje que les daría es que me han sorprendido gratamente. Los resultados que hemos obtenido superaron mis expectativas en lo personal.

El trabajo que desarrollan es vital para la Comisión Federal de Electricidad, para el Cenace y tenemos que incorporarlos más a todas las actividades. Vale reconocer su esfuerzo: como operadores son trabajadores de

turno, trabajan sábados y domingos, el 24 de diciembre están en su labor, duermen de día, llevan una vida diferente, incluso familiar, y es necesario que sepan que valoramos su dedicación y entrega.

GUSTAVO A. SALVADOR TORRES

Ingeniero industrial electricista egresado del Instituto Tecnológico de Chihuahua (1970). Realizó estudios de maestría en sistemas de potencia en el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey (1972). Ha tomado diferentes cursos de capacitación en áreas técnicas y de administración y finanzas en México y en el extranjero. De 1972 a 1989 participó en el Sistema de Institutos Tecnológicos Regionales como catedrático e investigador en el área de potencia. Ingresó a la Comisión Federal de Electricidad en 1977 como ingeniero analista de sistemas en el Área de Control Oriental del Cenace en la ciudad de Puebla, Puebla, donde se desarrolló en diferentes puestos. En 1990 tomó a su cargo la jefatura de esa Área de Control. En 1994 se le designó como gerente de Operación del Sistema Eléctrico Nacional y actualmente es coordinador del Centro Nacional de Control de Energía.

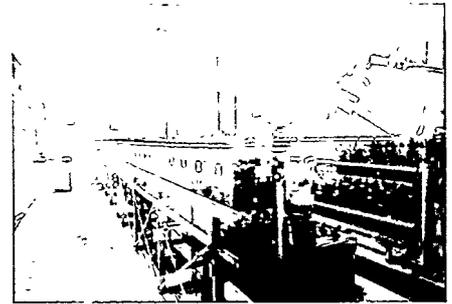
Entrevista realizada por Helena Rivas López del Departamento de Difusión.

Las pruebas electroquímicas y el potencióstato autónomo programable

Existe una gran variedad de sistemas y procesos industriales que toman ventaja de los denominados fenómenos electroquímicos [Bockris, J., 1977]. Dichos fenómenos se manifiestan cuando al llevarse a cabo una reacción química se genera una corriente eléctrica o se establece un voltaje; o viceversa, cuando una corriente o un voltaje pueden estimular o inhibir las reacciones químicas que pudieran llevarse a cabo en el medio donde se encuentran los reactantes [Bockris, J., 1977; Costa, J., 1981]. Las pilas secas y los acumuladores [Fullea, J., 1994] son ejemplos comunes de sistemas que proporcionan una corriente eléctrica a partir de las reacciones que se llevan a cabo entre el electrolito y los electrodos; en tanto que, para el caso inverso, podría mencionarse la protección catódica [González, J., 1989; West, J., 1986], la cual consiste en la aplicación de un voltaje para inhibir algunas de las reacciones químicas que pudieran llevarse a cabo sobre el material y, en consecuencia, reducir con esto la rapidez de desgaste del mismo.

La confiabilidad en los sistemas y procesos mencionados, así como su optimización, dependerá del conocimiento que se tenga de los diferentes parámetros involucrados; en particular, de la composición química del medio y de los materiales, así como de la variación de corriente en función del potencial

aplicado o de los parámetros eléctricos correspondientes. Debe señalarse que éstos cambiarán con el tiempo, ya que las reacciones que se lleven a cabo alterarán tanto la composición como las propiedades eléctricas del medio, por lo que es conveniente contar con instrumentación que permita seguir la evolución del fenómeno [Hickling, 1942; Staubach, K., 1952]. Uno de tales instrumentos es el denominado potencióstato [Bard, A., 1980], cuya función es la de aplicar un voltaje o potencial a un juego de electrodos y determinar la corriente asociada, por lo cual podría decirse que un potencióstato consiste simplemente de una fuente de alimentación y de un amperímetro y, por consiguiente, es fácil de integrar a muy bajo costo; sin embargo, conviene hacer notar que la gama de sistemas o procesos que puedan analizarse, así como el detalle del análisis, estará limitada por la capacidad de la fuente y por la precisión del amperímetro que son, entre otras, las características que determinan el costo del instrumento. Así, existen potencióstatos cuyos componentes pueden adquirirse, de acuerdo con el diseñador, a un costo que varía entre los tres y los



Esteban García, Sergio Salazar, Armando Aguilar y Marcos Ley Koo

Aun cuando la instrumentación para medir voltajes y corrientes existe desde hace más de un siglo, no fue sino hasta 1942 que Hickling introdujo el concepto de potencióstato, el cual incluía un sistema electrónico para controlar —por medio de bulbos, resistencias y capacitores— el voltaje entre un electrodo que denominó de trabajo y uno de referencia.

cinco dólares y también potencióstatos comerciales cuyos costos pueden alcanzar hasta los 20 mil dólares.

Aun cuando la instrumentación para medir voltajes y corrientes existe desde hace más de un siglo, no fue sino hasta 1942 que Hickling introdujo el concepto de potencióstato, el cual incluía un sistema electrónico para controlar —por medio de bulbos, resistencias y capacitores— el voltaje entre un electrodo que denominó de trabajo y uno de referencia; este sistema de control es necesario puesto que, como se mencionó [Greene, N., 1973; Baboian, R., 1993], las propiedades eléctricas del medio en el cual se encuentran los electrodos se modifican al llevarse a cabo las reacciones y, por consiguiente, la

El instrumento encargado de la aplicación de voltaje deberá ser tal que no permita el paso de corriente a través del electrodo de referencia, de modo que la corriente que se mide es, en efecto, la asociada con el sistema; asimismo, debe mencionarse que para aplicaciones particulares pueden usarse arreglos en los cuales no se contempla el uso de tres electrodos, ya que tanto el de referencia como el auxiliar se incluyen en uno solo.

calomel, plata o cloruro de plata. La corriente (figura 1) se mide entre el electrodo de trabajo y el denominado electrodo auxiliar, el cual es de un material químicamente inerte al medio, y por lo común es de platino, oro o grafito. El instrumento encargado de la aplicación de voltaje deberá ser tal que no permita el paso de corriente a través del electrodo de referencia, de modo que la corriente que se mide es, en efecto, la asociada con el sistema; asimismo, para aplicaciones particulares pueden usarse arreglos en los cuales no se contempla el uso de tres electrodos, ya que tanto el de referencia como el auxiliar se incluyen en uno solo.

El desarrollo de Hickling [Bockris, J., 1977] se utilizó primordialmente en laboratorios de investigación y evolucionó a la primera versión comercial hasta 1953. Los desarrollos electrónicos de las últimas décadas están siendo incorporados al diseño conceptual

Un potencióstato debe incluir, al menos, una fuente controlada de voltaje y un amperímetro, de modo tal que la sensibilidad del control, el intervalo de voltajes y la precisión de la medición de corriente serán los factores que determinen la variedad de materiales que puedan probarse, así como el tipo de pruebas que sea posible realizar.

de Hickling, por lo que es posible encontrar actualmente potencióstatos con más funciones y de mayor precisión; sin embargo, todos ellos son de fabricación extranjera.

Como se mencionó anteriormente, un potencióstato debe incluir, al menos, una fuente controlada de voltaje y un amperímetro, de modo tal que la sensibilidad del control, el intervalo de voltajes y la precisión de la medición de corriente serán los factores que determinen la variedad de materiales que puedan probarse, así como el tipo de pruebas que sea posible realizar. El potencióstato que aquí se describe —y que analizó la Unidad de Sistemas de Combustión del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE)— tomó en cuenta que uno de los problemas por resolver es la corrosión de componentes metálicos; sin embargo, su uso no se limita a estudios de corrosión, por lo que conviene describir las pruebas que pueden realizarse con este instrumento, así como alguna posible aplicación.

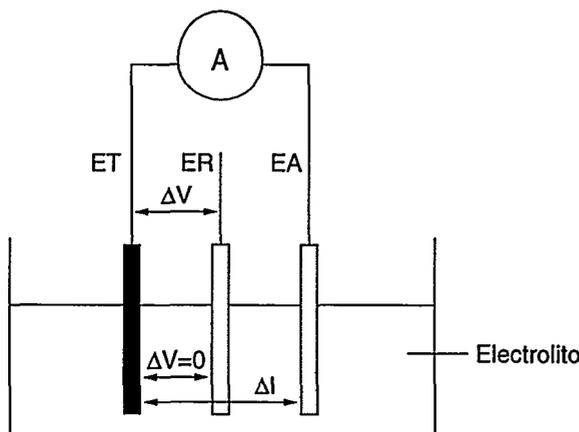
Pruebas electroquímicas¹

La prueba más sencilla (figura 2), consiste simplemente en la aplicación de un voltaje durante un cierto intervalo de tiempo y el registro de la corriente resultante en

¹ Staubach, K., 1952.

variación de corriente pudiera no estar asociada con el cambio en el medio sino con una variación en el voltaje. Al electrodo se le denominó de trabajo, ya que es alguno de los materiales que se analiza, pudiendo ser anódico o catódico; el voltaje se aplica entre éste y un electrodo denominado de referencia, pues sus propiedades eléctricas no se modifican en presencia del medio, que puede ser por lo común

FIGURA 1
Representación esquemática de una celda electroquímica.



ET : electrodo de trabajo ΔV : voltaje aplicado entre ET y ER
ER : electrodo de referencia ΔI=0: corriente a través de ET y ER
EA : electrodo auxiliar ΔI : corriente a través de ET y EA

En el caso del potencióstato autónomo programable, la automatización se contempló desde el inicio. El módulo encargado de la automatización está desarrollado alrededor de un microcontrolador programable desde una computadora personal (PC), IBM-compatible, a través del puerto serie; dicha programación involucra información sobre el tipo y el tiempo de variación de voltaje, así como la fecha en la cual deberá realizarse.

dicho lapso. Esta corriente se conoce como cronamperometría de impulso sencillo y la variación de la corriente en función del tiempo contiene información sobre la difusión de las especies que se forman sobre el electrodo de trabajo como resultado del estímulo proporcionado por el voltaje. Esta técnica puede usarse para evaluar la eficiencia de inhibidores de corrosión, denominados de control difusional,

que forman una capa, obstaculizando el contacto de especies con el metal; asimismo, se ha encontrado aplicación en la evaluación de aditivos que se agregan a las celdas de electrorefinación de metales con el propósito de promover los mecanismos de transporte de las especies electroactivas.

La técnica denominada cronamperometría de doble impulso (figura 3) es una extensión de la anterior, ya que nuevamente se aplica un voltaje, pero con dos intervalos de tiempo diferente; la duración de la aplicación estará determinada por el proceso que se analiza. Con esta técnica se intenta establecer la participación de las especies químicas, producto del primer estímulo, en reacciones posteriores. Los productos de una reacción también se pueden estudiar mediante la aplicación de una función de potencial rectangular repetitiva (figura 4), dando origen a la técnica

denominada cronamperometría cíclica. La principal aplicación de estas técnicas se encuentra en el proceso de electrosíntesis, pues con ella se puede establecer el voltaje y el tiempo de duración del pulso que producirá el producto deseado, información que permite el diseño óptimo del reactor electroquímico.

El voltaje que se aplica en las dos técnicas anteriores es constante en el intervalo de tiempo de aplicación; sin embargo, la denominada técnica de voltametría (figura 5) requiere de la variación lineal en el tiempo del voltaje aplicado. La información que esta técnica proporciona está contenida en una gráfica voltaje-corriente, indicando la presencia de diferentes especies a diferentes voltajes. En consecuencia, la rapidez de variación del voltaje permitirá conocer la cinética de formación de diferentes especies. Esta técnica permite evaluar la eficiencia de inhibidores de corrosión,

FIGURA 2
Cronamperometría de impulso sencillo de voltaje.

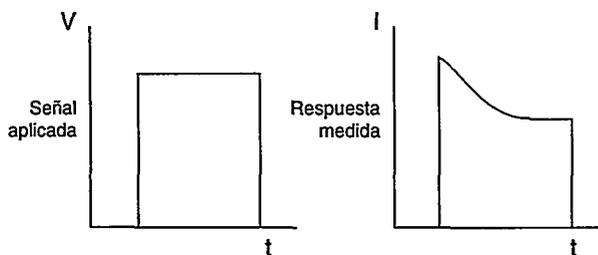


FIGURA 3
Cronamperometría de impulso doble de voltaje.

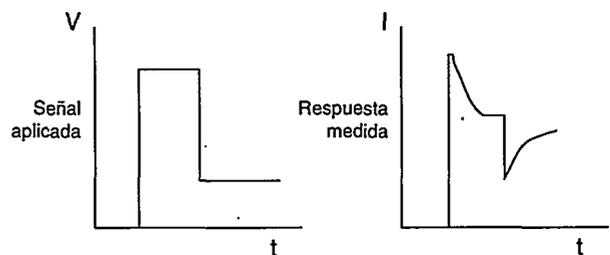


FIGURA 4
Cronamperometría cíclica.

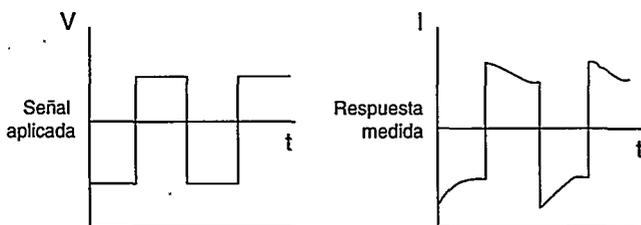


FIGURA 5
Voltametría.

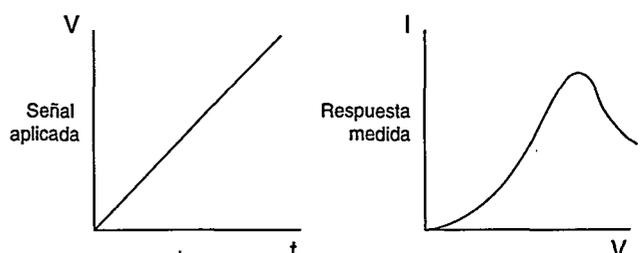
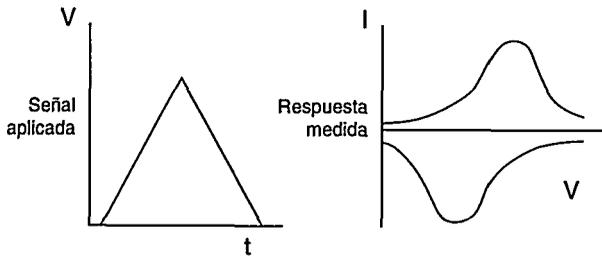


FIGURA 6
Voltametría cíclica.



denominados de adsorción, los cuales se adsorben sobre el electrodo de trabajo inhibiendo las reacciones con algunas especies presentes en el medio.

Una técnica complementaria a la anterior es la denominada voltametría cíclica, la cual, como su nombre lo indica, es una repetición de la variación lineal de voltaje y, como se muestra en la figura 6, la duración del ciclo corresponde al tiempo de variación del voltaje. La información que esta técnica proporciona permite establecer el grado de reversibilidad de las reacciones y, en consecuencia, la degradación del electrodo. La industria de síntesis de sosa, entre otras, es usuaria de esta técnica a través de la selección de materiales para la fabricación de electrodos eficientes y durables.

Las técnicas de cronoamperometría de impulso sencillo y la voltametría son de interés particular, pues permiten estimar la velocidad de corrosión [Gileadi, E. *et al.*, 1975]. En la primera se analiza la variación de corriente con el tamaño del impulso de voltaje; en tanto que en la segunda, la estimación involucra el análisis de la gráfica del logaritmo de la corriente contra el voltaje aplicado.

Potenciostato autónomo programable

Las pruebas descritas requieren de la variación de voltaje y el registro

de la corriente, de manera que es conveniente contar con un sistema automático que facilite su realización. Para tal propósito se diseñó y construyó el potenciostato autónomo programable, el cual consta de un módulo analógico cuya función es la del control de voltaje y la medición de corriente. La precisión es similar a la de equipos comerciales (figura 7) a través de las gráficas obtenidas con el equipo Solartron modelo 286, fabricado por Schulerberg, y el potenciostato autónomo programable.

Conviene señalar que ya antes personal de la Unidad de Geotermia había diseñado y construido módulos con estas funciones; sin embargo, su uso era manual y se desconoce su precisión. En el caso del potenciostato

FIGURA 7
Curva de polarización del cobre en NaCl 3%
— PAPP --- Solartron.

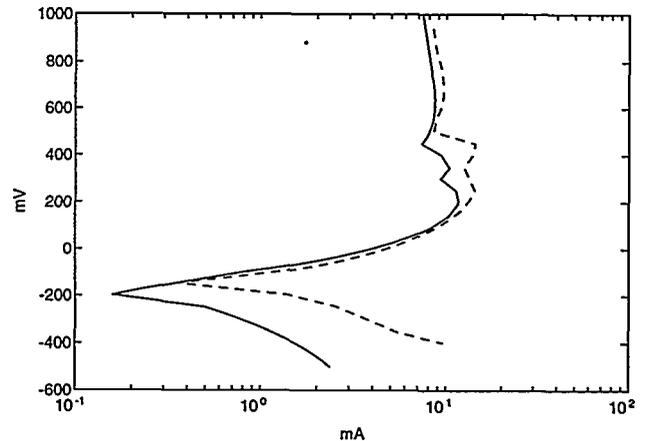


FIGURA 8
Programa de control.

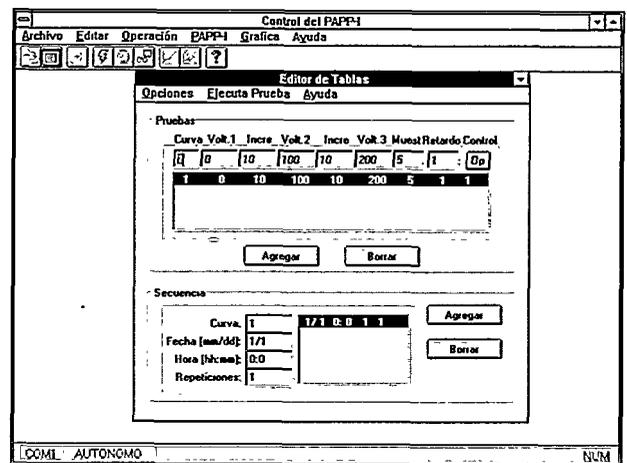
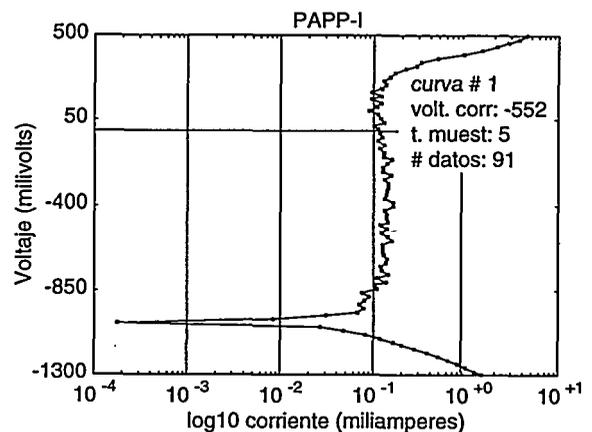


FIGURA 9
Visualización de los resultados de la prueba.



autónomo programable, la automatización se contempló desde el inicio.

El módulo encargado de la automatización está desarrollado alrededor de un microcontrolador programable desde una computadora personal (PC), IBM-compatible, a través del puerto serie; dicha programación involucra información sobre el tipo y el tiempo de variación de voltaje, así como la fecha en la cual deberá realizarse. Este módulo tiene la característica de requerir el uso de la PC sólo para su programación y no para la ejecución de las pruebas ni para el almacenaje de los datos adquiridos.

La combinación del módulo analógico con el de automatización hace atractivo al potencióstato autónomo programable, puesto que las pruebas pueden realizarse sin la presencia del usuario o la asistencia de una PC, lo que permite planear pruebas en campo de largo plazo.

Para programar el módulo de automatización se elaboró un programa en ambiente Windows (figura 8), que permite además el monitoreo de la prueba si así se desea y la transferencia de los datos hacia la PC para su análisis posterior. También permite la visualización de los resultados de la prueba (figura 9).

Conclusión

El desarrollo de este instrumento muestra que se puede construir instrumentación capaz de compararse con la comercial de alto costo, superándola en algunos aspectos, como la autonomía de prueba. Este instrumento se está utilizando en el Departamento de Ingeniería Química de la Universidad Ibero Americana y en los laboratorios de Metalurgia de la Facultad de Química de la Universidad Nacional Autónoma de México.

Referencias

- Baboiian, R. y P. Prew, *Materials Performance*, vol. 32, núm. 7 0 56, 1993.
- Bard, Allen J. y Larry R. Faulken, *Electrochemical methods*, John Wiley & Sons, 1980.
- Bockris, J.O'M., A.K.N. Reddy, *Modern electrochemistry*, vol. 2, A Plenum/Rosetta, 1977.
- Costa, José M., *Fundamentos de electrónica*, Editorial Alhambra, 1981.
- Fullea García, José, *Acumuladores electroquímicos*, Editorial McGraw-Hill, 1994.
- Gileadi, E., E. Kirova-Eisner y J. Penciner, *Interfacial electrochemistry*, Addison-Wesley, 1975.
- González Fernández, José A., *Control de la corrosión y medida por técnicas electroquímicas*, Consejo Superior de investigaciones Científicas, Madrid, 1989.
- Greene, N.D., G.A. Moebus, M.H. Baldwin, *Corrosion*, vol. 29, página 234, 1973.
- Hickling, A. *Trans. Far. Soc.*, vol. 38, página 27, 1942.
- Staubach, K.E., *PhD dissertation*, Universitat Gottingen, 1952.
- West, John M., *Corrosión y oxidación*, Editorial Limusa, 1986.

ESTEBAN MIGUEL GARCÍA OCHOA



Ingeniero químico metalúrgico (1983), maestro en metalurgia (1985) y doctor en ciencias químicas, fisicoquímica (1994) por la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). En 1988 ingresó al IIE como investigador de la Unidad de Sistemas de Combustión. Autor de diversos artículos técnicos en publicaciones internacionales, su área de especialidad es la electroquímica (corrosión).

SERGIO R. SALAZAR CRUZ

Licenciado en electrónica de la Universidad Autónoma de Puebla (1992) y maestro en control automático por el Centro de Investigación y Estudios Avanzados del Instituto Politécnico Nacional (IPN). Su área de especialidad es la instrumentación y control electrónico. En 1995 ingresó al IIE como investigador de la Unidad de Sistemas de Combustión.

ARMANDO AGUILAR SOTO



Licenciado en ciencias de computación por la Universidad Autónoma de Puebla (1991), ingresó al IIE ese mismo año como investigador de la Unidad de Sistemas de Combustión.

MARCOS LEY KOO



Licenciado en física (1969) de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), maestro en arte (1971) y doctor en filosofía (1976) por la Temple University. En 1984 ingresó al IIE. Actualmente es investigador de la Unidad de Sistemas de Combustión. Se ha especializado en termofísica, es catedrático de la UNAM en la Facultad de Ciencias y desde 1984 pertenece al Sistema Nacional de Investigadores.

Energía a partir de la basura



Relleno sanitario de Prados de la Montaña, México, D.F.

José Luis Arvizu Fernández

La producción de basura en el mundo se ha incrementado considerablemente como consecuencia de la explosión demográfica, el desarrollo económico y el crecimiento de los grandes centros urbanos. El manejo y la disposición de la basura ha alcanzado un punto crítico en el que la disposición final se ha convertido en un asunto prioritario si se quieren respetar los requerimientos ambientales y de salud para la población.

Los países desarrollados han optado por la disposición en rellenos sanitarios, la incineración con o sin recuperación de energía, el reciclamiento y, en menor medida, el composteo (cuadro 1); en tanto que en los países en desarrollo, el porcentaje de basura que es posible recolectar generalmente se deposita en tiraderos a cielo abierto donde proliferan olores desagradables, fauna nociva, incendios y "pepena". Afortunadamente esta última situación en nuestro país tiende a cambiar.

Los rellenos sanitarios resuelven el problema inmediato que representa la disposición de la basura; en mayor o menor medida siempre habrá residuos de los cuales disponer de manera ambientalmente segura, ya sea instalando un eficiente sistema de reciclaje, que se incineren o que se utilice otro método alternativo de disposición.

Descripción de la tecnología de relleno sanitario

La materia orgánica constituyente de la basura es transformada en los rellenos sanitarios por bacterias facultativas y anaerobias mediante una serie de reacciones que dan por resultado la formación de metano (55%), dióxido de carbono (40%), vapor de agua y otros (5%) (mezcla gaseosa comúnmente conocida como biogás).

Materia orgánica + bacterias anaerobias = $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CH}_4 + \text{NH}_3$ + productos finales reducidos

El proceso anterior no sólo tiene lugar en los rellenos sanitarios, sino también en los tiraderos a cielo abierto, aunque en menor escala.

Los factores que influyen en la producción de biogás en un relleno sanitario pueden dividirse en dos: la composición de la basura y los factores físicos ambientales.

La basura depositada en los rellenos sanitarios en los países en desarrollo tiende a estabilizarse en un periodo de 10 a 15 años, ya que el alto contenido de material de rápida biodegradación se equilibra aceleradamente, en tanto que los rellenos con alto contenido de papel

La materia orgánica constituyente de la basura es transformada en los rellenos sanitarios por bacterias facultativas y anaerobias mediante una serie de reacciones que dan por resultado la formación de metano (55%), dióxido de carbono (40%), vapor de agua y otros (5%) (mezcla gaseosa comúnmente conocida como biogás).

y cartón tardan 20 años o más.

Dentro de los factores físicos que influyen en el proceso en cuestión está el contenido de humedad dentro del relleno, la temperatura, el pH y la ausencia de aire. La humedad es esencial para el metabolismo celular de las bacterias responsables del proceso, así como del transporte de los nutrientes dentro del relleno. El contenido de humedad del relleno depende de la cantidad inicial de humedad de los residuos, del grado de infiltración del agua de lluvia y de las posibles fuentes subterráneas y, en mucho menor escala, del total de agua producida durante el proceso.

La temperatura y el pH también afectarán el crecimiento y la actividad de las bacterias dentro del relleno. Las temperaturas imperantes generalmente están

La basura depositada en los rellenos sanitarios en los países en desarrollo tienden a estabilizarse en un periodo de 10 a 15 años, ya que el alto contenido de material de rápida biodegradación se estabiliza rápidamente, en tanto que los rellenos con alto contenido de papel y cartón tardan en estabilizarse 20 años o más.

comprendidas entre 25° y 40°C, estas temperaturas pueden existir sin ningún problema, independientemente de las existentes en el exterior del relleno. En tanto que el pH debe ubicarse entre valores de 6.8 y 7.2, pues a valores de pH inferiores a 6.5 existe una acumulación excesiva de ácidos orgánicos, dando por resultado la caída aún mayor del pH, que puede conducir a la interrupción de la producción de biogás durante meses o años.

Un relleno sanitario es un sistema de conversión o estabilización de la basura en el que existe la

generación de biogás y lixiviados durante el proceso de conversión; este biogás y los lixiviados deben capturarse y controlarse para evitar la contaminación del suelo, del agua y del aire.

La figura 1 ilustra un relleno sanitario típico de basura urbana. Como se observa, existen tuberías horizontales y verticales que permiten recolectar gases y lixiviados para que puedan emplearse como combustible (gases) y tratarse (lixiviados); con ambos casos se evita la inminente y evidente contaminación ambiental.

También se puede observar que la basura es compactada en bloques o celdas que generalmente tienen tres metros de espesor y longitudes que dependen del volumen diario de basura depositada, la cual es cubierta al final de cada jornada con una capa que será intermedia de material inerte, que evita la proliferación de fauna nociva, olores desagradables e infiltración excesiva de agua de lluvia en la basura enterrada.

Un relleno sanitario es un sistema de conversión o estabilización de la basura en el que existe la generación de biogás y lixiviados durante el proceso de conversión; este biogás y los lixiviados deben capturarse y controlarse para evitar la contaminación del suelo, del agua y del aire.

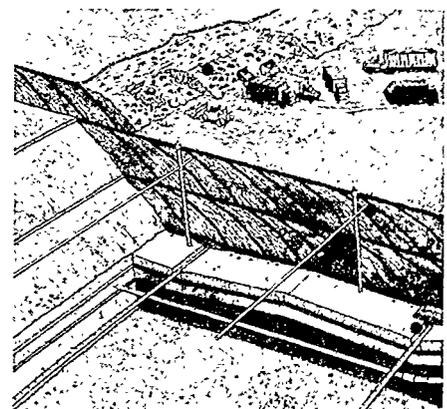
La figura 2 muestra un pozo de recuperación de biogás que consiste en una perforación vertical de 60 cm de diámetro y profundidad igual al 75% del relleno; en él se introduce un tubo perforado de PVC de alta densidad y generalmente de 4" de diámetro que se rodea de grava clasificada, esto induce la infiltración y permite la recuperación de biogás. Se recomienda instalar entre 1 y 1.5 pozos por hectárea de superficie del relleno para tener una eficiente recuperación del biogás, el cual se limpia de partículas y condensados antes de ser alimentado a un motor de combustión interna que se acopla a un generador. Una vez acondicionada la energía generada, puede inyectarse a la red de distribución cercana (figura 3).

CUADRO 1
Comparación de tecnologías para la disposición de basura urbana en los países miembros de la OCDE.

País	Año	Rellenos sanitarios (%)	Incineración (%)	Otros (%)
Japón	1990	24	74	2
EU	1990	67	16	17
Reino Unido	1989	70	13	17
Alemania	1990	77	17	6
Francia	1990	47	38	15
Italia	1991	90	6	4
Suiza	1990	15	77	8
Holanda	1989	43	34	23
Dinamarca	1985	30	54	16
Suecia	1990	44	41	15
España	1990	75	5	20
Finlandia	1990	77	2	21

Fuente: OCDE, 1993.

FIGURA 1
Disposición final de basura urbana en un relleno sanitario



En 1994, la generación de basura per cápita en México promedió 0.893 kg/día; en los últimos años, la basura pasó de ser densa y casi completamente orgánica a ser voluminosa y parcialmente no biodegradable (51% sigue siendo orgánica). La generación nacional de residuos sólidos se estimó en 80 746 ton/día.

Estado actual de la tecnología en México y en el mundo

En países densamente poblados y desarrollados, los terrenos para la construcción de rellenos sanitarios son difíciles de encontrar, en ocasiones por su alto costo, esto ha obligado a buscar alternativas de disposición de residuos como la incineración o la digestión anaerobia en tanques, entre otras. No obstante, los rellenos sanitarios continúan en práctica en la mayoría de los países del orbe y continuarán existiendo por las siguientes razones:

- La inexistencia en la mayoría de los países de programas de recolección y separación de los residuos, y la aplicación de tecnologías avanzadas como la incineración con recuperación de energía o la digestión anaerobia efectuada en reactores exprofeso.

- Factores socioeconómicos. En los climas calientes y húmedos, por ejemplo, la mayoría de los componentes de los residuos se degradan con mayor facilidad y la economía nacional no es lo suficientemente fuerte como para invertir en tecnologías sofisticadas.

- Las tecnologías alternativas como la incineración no han probado completamente ser mejores a los rellenos sanitarios en sus impactos ambientales o en sus economías en general.

En el cuadro 2 se presenta un inventario de rellenos sanitarios con

FIGURA 2
Pozo de extracción de biogás.

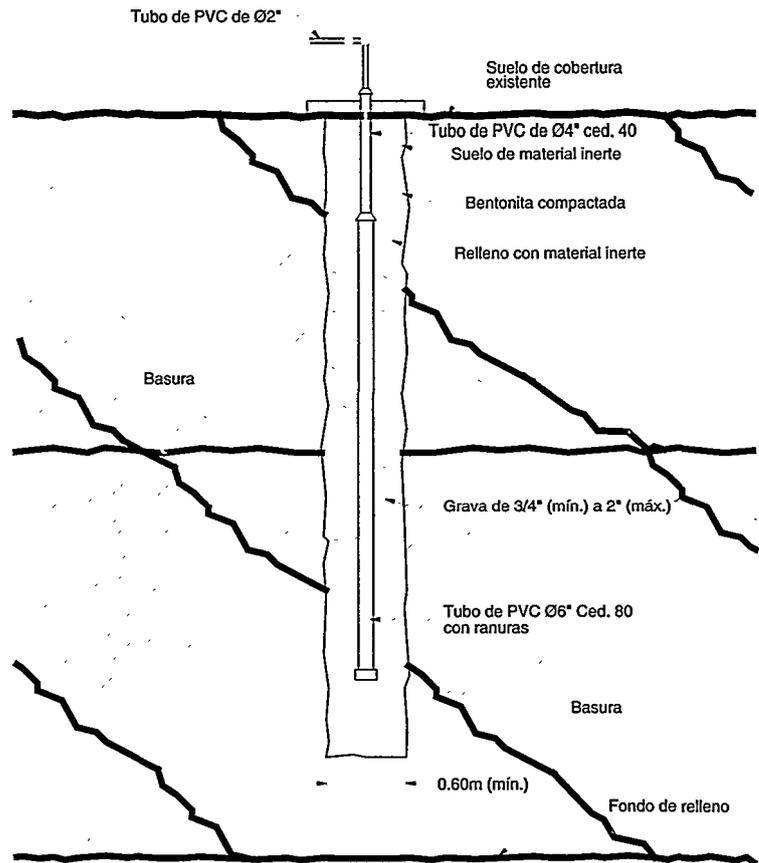
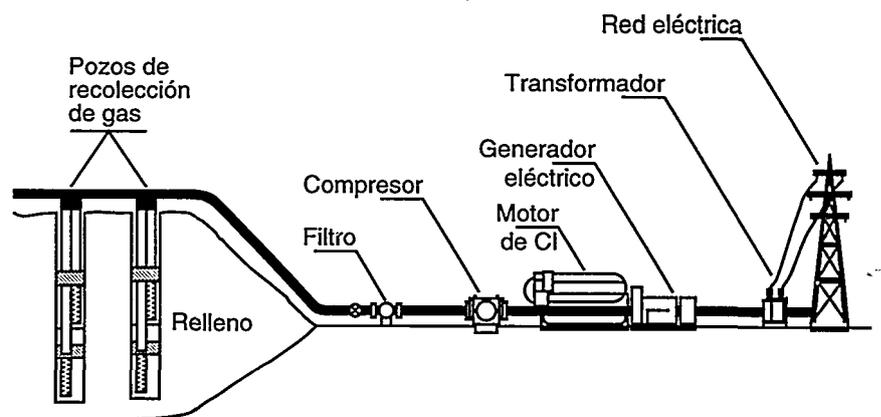


FIGURA 3
Esquema de la tecnología de aprovechamiento de biogás de los rellenos para la generación de electricidad.



CUADRO 2
Inventario de rellenos sanitarios con aprovechamiento de biogás.

<i>País</i>	<i>Número de re-llenos con explotación de gas</i>	<i>Volumen de gas explotado (10⁶ m³/año)</i>	<i>Equivalente a petróleo (10³ ton/año)</i>
Bélgica	1	0.12	0.06
Dinamarca	6	8.5	4
Alemania Federal	98	400	189
Francia	9	50	23
Grecia	0	-	-
Irlanda	0	-	-
Italia	13	38	18
Holanda	13	70.5	33.5
Portugal	0	-	-
España	2	-	-
Reino Unido	33	178	84
Total Unión Europea	175	745	351.6
Austria	1	1.5	0.7
Suecia	24	60	28
Suiza	7	9	4.2
Total	32	70.5	32.9
Brasil	9	-	-
Canadá	9	26	12
Chile	1	-	-
Colombia	1	-	-
Estados Unidos	244	4300	2000
Total América	264	4326	2012
Sudáfrica	2	-	-
Australia	4	-	-
Hong Kong	1	-	-
India	3	-	-
Total	10		
Total general	481	5142	2396

CUADRO 3
Potencial teórico de producción de biogás de rellenos sanitarios.

<i>Región</i>	<i>Número de habitantes</i>	<i>Potencial de biogás (m³/año)</i>	<i>Equivalente a petróleo (tons)</i>
Mundial	5x10 ⁹	730x10 ⁹	345x10 ⁶
Estados Unidos	277x10 ⁶	40x10 ⁹	20x10 ⁶
Unión Europea	322x10 ⁶	47x10 ⁹	22.2x10 ⁶

aprovechamiento de biogás en el mundo.

Cuando la cantidad de basura generada por habitante no se conoce se puede suponer un valor de 1 kg por habitante por día; si se considera este valor y 0.4 m³ de biogás por kilogramo de residuos húmedos, se puede estimar para la población mundial, la de Estados Unidos y la de los países miembros de la Unión Europea el rendimiento teórico potencial a partir de residuos sólidos municipales. Estos rendimientos se presentan en el cuadro 3.

Así, y de acuerdo con lo que se puede observar en el cuadro 3, es imperante controlar y explotar las grandes cantidades de gas generadas en los rellenos sanitarios. Esto se suma al creciente interés público mundial en torno al calentamiento global del planeta.

México

En 1994, la generación de basura per cápita en México promedió 0.893 kg/día; en los últimos años, la basura pasó de ser densa y casi completamente orgánica a ser voluminosa y parcialmente no biodegradable (51% sigue siendo orgánica). La generación nacional de residuos sólidos se estimó en 80 746 ton/día.

El sistema de recolección es la parte importante en el manejo de los residuos y en algunas ocasiones representa hasta 80% de los costos totales que el municipio destina para su gestión. En las ciudades de la república mexicana se recolecta alrededor de 70% de dichos residuos, abandonando el restante en calles, lotes baldíos o tirándolos en cauces de ríos, basureros clandestinos, arroyos y canales. En el cuadro 4 se resume la situación prevaleciente en nuestro país en

CUADRO 4
Destino final de la basura en México (1994).

Concepto	Volumen ton/día	%	Volumen miles ton/año
Generación de residuos	80 746	100	29 472
Recolección	56 522	70*	20 631
Relleno sanitario	13 859	17**	5 059
Tiradero a cielo abierto	66 887	83**	24 414

* 70% del total generado.

** 17 y 83% son adicionales.

Fuente: Sedesol (1994).

cuanto al manejo y disposición final de los residuos sólidos municipales (1994).

Se considera que la mejor solución en México para la gestión ambiental de residuos sólidos es su disposición en rellenos sanitarios, pero muy pocas ciudades cuentan con tales instalaciones o las que los poseen no necesariamente operan adecuadamente [Medrano V., C., 1997]. Para 1994, cuatro ciudades se encontraban en etapa de construcción de rellenos sanitarios y 31 ciudades más tenían proyectos ejecutivos para la construcción de rellenos. Estas últimas abarcaban centros urbanos que aglutinaban entre 18 334 habitantes en el estado de Veracruz hasta 943 041 ciudadanos en el caso extremo de León, Guanajuato. Las 31 ciudades con este proyecto sumaban cerca de 7.5 millones de personas.

Estudios de caso del biogás de rellenos

El contenido energético del biogás generado por la basura dispuesta en rellenos sanitarios y el daño que ocasionan las emisiones de dicho gas hacia la atmósfera fueron las razones principales para que en la

Unidad de Energías No Convencionales del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) se hayan efectuado los siguientes proyectos: Evaluación de la factibilidad de generación eléctrica con el biogás generado en los rellenos de desechos sólidos urbanos del Distrito Federal (caso 1); Emisiones de metano de los rellenos sanitarios a la atmósfera de desechos sólidos urbanos en el país (caso 2); y Estudio de evaluación de las emisiones de biogás y caracterización de la potencia energética que se puede obtener del relleno Prados de la Montaña del Distrito Federal (caso 3). A continuación se describen con mayor detalle los estudios de caso y sus resultados.

Caso 1

En 1991, la basura generada en el D.F. se disponía en tres rellenos: el Bordo Poniente, Prados de la Montaña y Santa Catarina, además existían seis sitios ya clausurados: Milpa Alta, Tlalpan, Tlahuac, San Lorenzo Tezonco, Santa Fe y Santa Cruz Meyehualco.

El interés por aprovechar esta fuente de energía y limitar los

peligros asociados con su fuga incontrolada abrió la posibilidad de llevar a cabo una evaluación de la factibilidad de utilizar el biogás generado en los rellenos para generar electricidad, incluyendo una instalación piloto en Santa Cruz Meyehualco, cuya experiencia podría hacerse extensiva a los otros rellenos del D.F. y del país. Este trabajo se realizó de manera conjunta entre la Dirección General de Servicios Urbanos (DGSU) del Departamento del Distrito Federal (DDF), Luz y Fuerza del Centro (LyFC), la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y la Unidad de Fuentes No Convencionales del IIE, a la cual contrató la Coordinación de Proyectos Termoeléctricos de la CFE para llevar a cabo el proyecto y lograr los objetivos citados a continuación. Los objetivos del proyecto citado fueron:

a) Evaluar el potencial de generación de electricidad en cada uno de los nueve sitios a partir de información proporcionada por la DGSU y pruebas de basura fresca y sondeada en los sitios de Santa Cruz Meyehualco y Santa Fe.

b) Demostrar en planta piloto el aprovechamiento del biogás para la generación de electricidad.

c) Estimar la factibilidad técnica y económica de recuperar y aprovechar el biogás producido en los rellenos sanitarios del D.F. para generar electricidad.

Los sitios considerados con mayor potencial resultaron ser los de San Lorenzo Tezonco, Santa Fe, Bordo Poniente, Prados de la Montaña y Santa Catarina. Su vida productiva se estimó en siete y nueve años para los dos primeros, y de catorce años para los tres restantes, permitiendo instalar una capacidad de 2.5, 8, 5.5, 3 y 7 MW respectivamente. En conjunto, la vida productiva de estos sitios se estimó en 14 años y su capacidad

Retos por vencer

Hasta ahora, el aprovechamiento energético del biogás generado por la basura enterrada en rellenos sanitarios no deja de ser una tecnología viable que tendrá que ser demostrada en nuestro país, pero para ello tendrán que eliminarse las resistencias naturales a la innovación que se ha probado con éxito en otros países.

Para ello, las autoridades competentes deben ser los principales promotores y ofrecer las condiciones legales, administrativas y financieras apropiadas para que dentro de un periodo razonable se demuestren los beneficios de la tecnología, de tal manera que se cuente con los elementos objetivos necesarios para apoyarla o desecharla.

El interés por el aprovechamiento energético del biogás de los rellenos en nuestro país data de al menos 10 o 12 años, pero dados los cambios cíclicos administrativos no se han podido establecer programas y proyectos a largo plazo para el manejo y disposición de la basura, que no deben ser de largo plazo, sino para siempre.

Además, en los proyectos de biogás de relleno (y por lo tanto de basura), no sólo tiene que ver el sector energético, también el ecológico, el de desarrollo social y el financiero, así como un gran número de especialistas y funcionarios interesados en el tema. Bajo este panorama, sería adecuado que existiera un organismo con la suficiente autoridad para coordinar tales esfuerzos que en primera instancia conduzcan a la implementación de un proyecto demostrativo —que no necesariamente significa instalar una sola planta de generación con biogás de relleno— que permita disponer de los elementos de juicio

necesarios para impulsar la tecnología en los ámbitos donde demuestre sus beneficios.

Referencias

Arvizu F., José Luis y Ana María Martínez L., *Aprovechamiento de residuos sólidos urbanos enterrados en rellenos para generación de electricidad*, análisis de bibliografía, IIE/10/14/3128/I-01/P, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Cuernavaca, marzo de 1991.

Arvizu F., José Luis y Ana María Martínez L., *Informe sobre biogás*, IIE/10/14/3128/I-02/P, primera parte del Informe del Convenio de Ahorro y Uso Racional de la Energía Eléctrica, CFE, LyFC y DDF, abril de 1991.

Arvizu F., José Luis y Ana María Martínez L., *Pruebas de laboratorio de las muestras obtenidas por sondeo de los sitios de Santa Cruz Meyehualco y Santa Fe*, IIE/10/14/3128/I-03/P, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Cuernavaca, octubre de 1991.

Arvizu F., José Luis y Ana María Martínez L., *Planta piloto para la generación de electricidad con biogás del relleno de Santa Cruz Meyehualco*, IIE/10/14/3128/I-04/P, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Cuernavaca, noviembre de 1991.

Arvizu F., José Luis y Ana María Martínez L., *Evaluación de la factibilidad de generación eléctrica con el biogás generado en rellenos de desechos sólidos urbanos*, IIE/10/14/3128/I-05/F, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Cuernavaca, diciembre de 1991.

Arvizu F., José Luis, *Estudio de evaluación de las emisiones de biogás y caracterización de la potencia energética que se puede obtener del relleno Prados de la Montaña del Departamento del Distrito Federal*, IIE/14/6100/SER003/95, Instituto de Investigaciones Eléctricas, para la Dirección de Cogeneración y Fuentes No Convencionales de Energía de la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, Cuernavaca, enero de 1995.

Arvizu F., José Luis, "Waste", *Preliminary National Inventory of Greenhouse Gas: Mexico*, UNEP Project GF/4102-92-01 (PP/3011) UNEP/Semamap/US Country Studies Program, septiembre de 1995.

Arvizu F., José Luis, *Experiencia de México con el uso de gas de rellenos*, Seminario Europeo Latinoamericano sobre Aprovechamiento Energético de Residuos Sólidos Urbanos (RSU) auspiciado por OLADE/UE, Quito, Ecuador, 29 y 30 de octubre de 1996.

Arvizu F., José Luis, Javier Siqueiros A., Carlos Ramos B. y Juan del Ángel B., *Ingeniería de los rellenos sanitarios de residuos sólidos municipales*, IIE/01/14/10820/I-01/P, Instituto de Investigaciones

Eléctricas, Cuernavaca, 1997.

Arvizu F., José Luis, *Impacto de los rellenos sanitarios con la emisión de gases tóxicos a la atmósfera*, IIE/01/14/10820/I-04/P, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Cuernavaca, 1997.

Forbes, Charles D. y Larry E. Ruiz, *Landfill gas-to-energy training workshop*, presentado para el US Environmental Protection Agency, World Trade Center, México, 24 y 25 de septiembre de 1997.

Libro de trabajo para el inventario de los gases de efecto invernadero, borrador final, directrices preliminares del IPCC para realizar los inventarios de los gases de efecto invernadero, vol. 2, cap. "Desperdicios", 6.2 vertederos subterráneos.

Medrano V., Consolación y José Luis Arvizu F., *Estudio de mercado de los rellenos sanitarios*, IIE/01/14/10820/I-03/P, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Cuernavaca, 1997.

Rathje, William L., "Once and future landfills", *National Geographic*, mayo de 1991.

World Energy Council, *Urban waste generated energy*, Londres, marzo de 1995.

JOSÉ LUIS ARVIZU FERNÁNDEZ



Ingeniero químico de la Facultad de Química de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) (1980). En 1980 ingresó como becario al IIE y tres años después se incorporó como investigador a la Unidad de Fuentes No Convencionales. Desde entonces ha participado en diversos proyectos relacionados con la producción de metano a través de procesos anaerobios. Ha sido asesor de 16 tesis de licenciatura y ha participado en diversos foros sobre su especialidad, bioenergía, tanto en el país como en el extranjero.

Sistema de información para el manejo de datos de la instrumentación de las obras civiles de las centrales generadoras

Alonso Alvarado, Juan Carlos Escamilla, Felipe de Jesús Alaniz, Francisco González y Enrique Mena**

Resumen

Una tarea relevante que realiza la Comisión Federal de Electricidad (CFE) es analizar el comportamiento estructural y evaluar la seguridad de las grandes obras generadoras de energía eléctrica del país. Esta tarea la realiza capturando, revisando y analizando la información que generan instrumentos de medición instalados en las estructuras civiles de las centrales. Tal actividad genera gran cantidad de datos y el proceso de recopilación, análisis y evaluación es tardado y tedioso; además, la información que se genera se guarda en archivos planos aislados, lo que ocasiona lentitud en el proceso y retraso en el acceso a la información. Este artículo describe las características del Sistema de Información de Medición de Estructuras (SIME) desarrollado por el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) para la CFE con el fin de mejorar la oportunidad para manejar la información. El SIME captura, ordena, almacena y reporta los datos obtenidos de las mediciones en las obras con gran eficiencia y flexibilidad. Este sistema es parte de uno de mayor alcance con el que la

CFE asegurará un estado óptimo de operación de sus obras civiles.

Introducción

Actualmente la Subgerencia de Comportamiento de Estructuras (SCE) de la Gerencia de Estudios de Ingeniería Civil (GEIC) de la CFE ha planteado un modelo para desarrollar un ambicioso proyecto de seguridad de presas denominado Sistema Integrado de Seguridad de Estructuras (SISE), con el objetivo de obtener índices y parámetros para conocer el comportamiento de las estructuras y evaluar su seguridad, así como para mejorar los planes de inspección y mantenimiento de las estructuras. En este modelo se contempla utilizar de manera aislada o integral varias bases de datos a través de distintos sistemas de información y se prevé que la comunicación entre las bases de datos se controlará por un módulo central que tendrá la capacidad de extraer información de cada una de ellas. En el recuadro se muestra el esquema global propuesto para desarrollar el SISE y se incluye una descripción general de cada módulo que lo integra.

La Unidad de Ingeniería Civil (UIC) del IIE participa en tales

El SIME almacenará en su base de datos la información obtenida de los instrumentos de los últimos diez años de operación de las obras.

estudios y ha desarrollado para la CFE los programas de computadora que integran el SIME; su objetivo es facilitar a los ingenieros expertos la tarea de realizar los análisis del comportamiento estructural y evaluación de la seguridad de las obras civiles de las centrales generadoras de energía eléctrica. El SIME captura, almacena, ordena y maneja la información que se obtiene de los instrumentos instalados en las obras.

Los instrumentos se colocan en puntos de interés de las estructuras en las obras. En una presa, dependiendo de su magnitud e importancia, la cantidad de aparatos oscila entre 30 y 800 (El Retiro de 21 MW y Chicoasén de 1500 MW, respectivamente). Actualmente el SIME considera 29 diferentes tipos de instrumentos, a través de ellos se obtienen los datos que se procesarán para conocer las variables que indican deformaciones, desplazamientos,

*Comisión Federal de Electricidad.

Esquema global del Sistema Integrado de Seguridad de Estructuras.

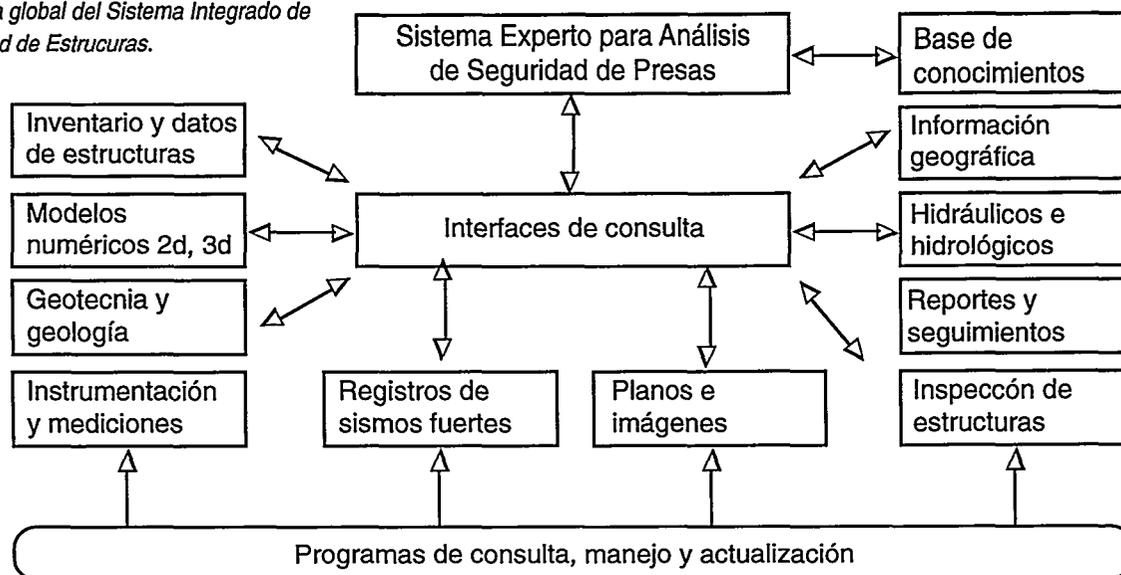


Diagrama del Sistema Integrado de Seguridad de Estructuras.

Inventario de datos básicos de estructuras

Contiene los datos básicos de las estructuras en estudio:
 Datos generales: localización y coordenadas geográficas, potencia total instalada, región de generación, superintendente, teléfono, etcétera.

En hidroeléctricas: datos de la presa (tipo, altura, longitud de la cortina), cotas de NAME, NAMO, NAMinO, volumen y área de embalse, volumen para regulación, capacidad del vertedor, tipo y potencia de cada unidad.

En termoeléctricas: tipo y potencia de cada unidad, área del complejo, volumen de los tanques de combustible, muelles y tomas de agua o combustible, tanques de líquidos contaminantes o riesgosos, chimeneas, calderas, etcétera.

Modelos numéricos en 2D y 3D

Modelos matemáticos en dos y tres dimensiones de las estructuras más importantes, o parte de ellas, que incorporen parámetros validados mediante análisis estáticos o dinámicos previos y datos de los materiales que componen la estructura "tal como fue construida". Resultados de análisis previos (ordenados por central, tipo de análisis y evento).

Datos de geología y geotecnia

Datos de geología, mecánica de suelos, rocas, materiales, sismología y otros utilizados para el diseño u obtenidos de la exploración de estudios antes y durante la construcción de la estructura.

Datos hidrológicos e hidráulicos

Información hidrológica e hidráulica de la cuenca, avenidas, avenidas de diseño, deforestación y arrastre de azolve, cambios de la capacidad del cauce y demás datos necesarios para la operación del vaso, compuertas, obra de toma y otras estructuras.

Instrumentación y mediciones

Contiene la historia de las mediciones a la fecha, con interfaces gráficas necesarias para desplegar o imprimir los datos de los diferentes tipos de instrumentos. Los despliegues de información deben ser con los formatos adecuados para el usuario que analizará la información en función del tiempo y del nivel de embalse o temperatura.

Registro de sismos fuertes

Contiene la información de la historia de los temblores que han afectado un sitio, incluyendo datos del sismo (localización, magnitud, profundidad y distancia), datos del sitio del registro (ubicación y tipo de suelo) y acelerograma obtenido (aceleración máxima en cada dirección, duración, etcétera) con posibilidad de calcular contenido y distribución de la energía en función de la frecuencia, espectro de respuesta, etcétera.



presiones de poro, niveles freáticos, empujes de tierra, apertura y cierre de grietas, desplomes, giros y temperaturas, entre otras.

El SIME almacenará en su base de datos la información obtenida de los instrumentos de los últimos diez años de operación de las obras, lo que permitirá a los usuarios verificar en forma gráfica o tabular la historia de las variables medidas, lo que permitirá evaluar y emitir juicios de manera confiable, rápida y segura sobre el estado estructural en que se encuentran las obras.

Arquitectura

El SIME se implementó utilizando una arquitectura cliente-servidor que funciona en una red local ubicada en las oficinas de la SCE de la CFE en la ciudad de México. La red está compuesta por 12 computadoras personales (clientes) y una computadora central que funge como servidor.

En la figura 1 se indica el esquema cliente-servidor integrado por la computadora RISC IBM/6000-7009-C10 y 12 computadoras

personales que consultarán la base de datos.

El Sistema Manejador de la Base de Datos (SMBD) encargado de almacenar y consultar los datos es Informix Online, el cual se encuentra almacenado en el servidor RISC IBM/6000-7009-C10 bajo el sistema operativo AIX de UNIX. Los programas de aplicación e interfaz con el usuario están desarrollados en las computadoras cliente, estos programas se ejecutan en ambiente Windows y su desarrollo se realizó utilizando Informix-NewEra y Visual



Planos e imágenes

Planos y fotografías del conjunto de cada una de las estructuras más importantes tal y como fueron construidas. El sistema debe ser capaz de mostrar una imagen, extraer parte o el total, y colocar las anotaciones o dibujos que se consideren necesarios, sin alterar la imagen original, con opciones para que se almacene o se imprima el resultado.

Aquí pueden incluirse las figuras resultantes de análisis previos de las estructuras (elementos finitos u otros métodos).

Inspecciones

Información calificada de las inspecciones donde se cataloguen adecuadamente las anomalías detectadas. Deben almacenarse las inspecciones de varias fechas y detectar entre ellas las anomalías. La clasificación debe darse según formato preestablecido.

Reportes y seguimiento

Resultado de los análisis de mediciones e inspecciones que se emiten por parte del personal especializado, ordenado por obra, estructura, tema, fecha y cualquier otra variable. Seguimiento de las acciones para corregir anomalías detectadas.

Información geográfica

Datos de las estructuras y poblaciones en la vecindad de la central y embalse, principalmente aguas abajo. Topografía, caminos, accesos y puentes, subestaciones y líneas de transmisión, otras líneas vitales (agua, drenaje, teléfono, gasoductos y oleoductos), hospitales y centros de atención, datos de los responsables del sistema de protección civil, ubicación y responsable de la partida militar.

Base de conocimientos

Las relaciones, inferencias, deducciones y reglas que requiere el sistema experto para evaluar adecuadamente una situación de riesgo, ponderar su peso e importancia, y sugerir las medidas a adoptar. Debe incluir opciones para que el sistema "aprenda" de sucesos anteriores adicionando o modificando las reglas, relaciones o deducciones.

Sistema experto

Debe ser capaz de obtener la información que requiera de cada una de las bases de datos del sistema a través de los programas de interfaz necesarios para realizar las funciones de detectar anomalías, evaluar el riesgo potencial, examinar posibles mecanismos de fallas, analizar consecuencias, sugerir acciones y emitir reportes. Los resultados de hipótesis y evaluaciones previas deben analizarse e incorporarse para complementar la base de conocimientos.

Programas de consulta, manejo y actualización

Cada base de datos debe operar individualmente sin requerir de la presencia de alguna otra, por lo que debe tener un programa manejador individual para actualizar y corregir los datos que contiene y presentar la información en la forma deseada, sin necesidad de tener acceso al sistema experto.

Actualmente se están desarrollando los módulos que integra el sistema. Los módulos de inventario y datos de estructuras, instrumentación y mediciones y registro de sismos fuertes están concluidos. El sistema de planos e imágenes se terminará en febrero del año próximo y se espera que en dos o tres años más esté completo el sistema.

El SIME se implementó utilizando una arquitectura cliente-servidor que funciona en una red local ubicada en las oficinas de la SCE de la CFE en la ciudad de México. La red está compuesta por 12 computadoras personales (clientes) y una computadora central que funge como servidor.

C++; las computadoras cliente son computadoras personales 486 DX con 16 Mb o más en la memoria RAM. La conectividad se realiza a través de otro programa denominado Informix-Star.

Esquema de operación

El SIME posee una estructura jerárquica bien definida: obra > instrumentos > lecturas. Cada obra tiene asociada una serie de instrumentos que miden los parámetros que reflejan el comportamiento físico de las estructuras que la conforman; cada instrumento genera una serie de datos, resultado de las lecturas que se realizan en ellos.

Cada obra tiene características físicas y de operación propias, lo que determina la cantidad y tipo de instrumentos asociados con ella. Por otro lado, cada tipo de instrumento genera volúmenes de datos que varían dependiendo del tipo de instrumento de que se trate, de su ubicación en la obra, y de las características de su operación (manual o automático). Tanto las obras como los instrumentos asociados con ella están perfectamente identificados por una clave única.

El esquema de funcionamiento se muestra en la figura 2, las lecturas de los instrumentos colocados en las obras se leen periódicamente en forma manual o automática, la periodicidad de lectura está

determinada por el tipo de instrumento y su ubicación en la obra. Si la lectura es manual, los datos se reportan en forma impresa, los reportes impresos se capturan con un formato predeterminado y se almacenan en disco. Si el instrumento produce los datos automáticamente, entonces estos se almacenan directamente en un archivo en disco.

La información obtenida de los instrumentos se introduce al programa "Captura", que se encarga de generar los archivos de datos para incluirlos en la base de datos.

Los discos se envían a las oficinas de la SCE en la ciudad de México y la información se incorpora a la base de datos utilizando los programas de aplicación del SIME.

El sistema de información está organizado en tres componentes lógicos principales que son:

El SIME posee una estructura jerárquica bien definida: obra > instrumentos > lecturas. Cada obra tiene asociada una serie de instrumentos que miden los parámetros que reflejan el comportamiento físico de las estructuras que la conforman; cada instrumento genera una serie de datos, resultado de las lecturas que se realizan en ellos.

FIGURA 1
Esquema de la arquitectura cliente-servidor del SIME.

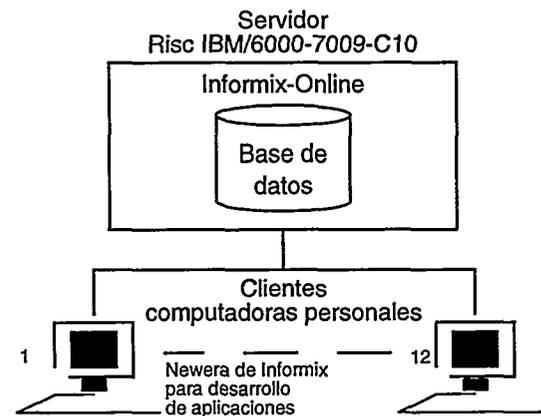
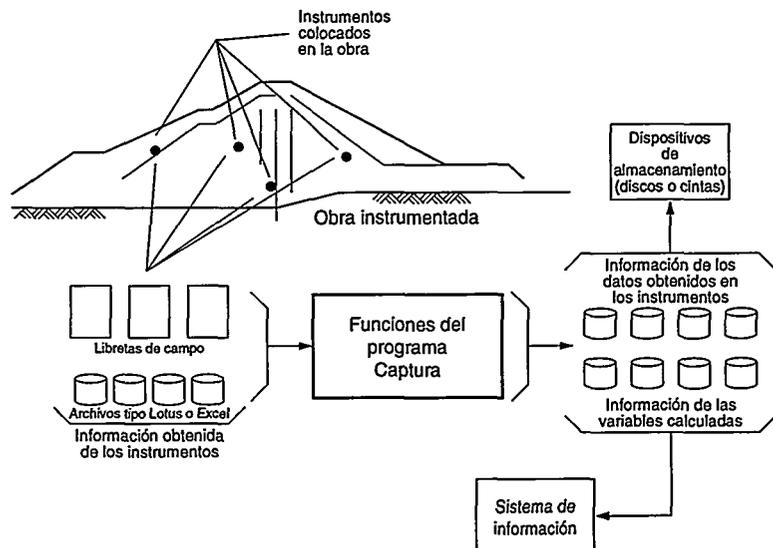


FIGURA 2
Esquema de operación.



El costo del desarrollo del sistema de información se verá compensado con creces y su utilidad será invaluable en el proceso cotidiano de toma de decisiones para atender oportunamente cualquier incidente o anomalía que se detecte con la instrumentación, proponiendo las acciones preventivas o correctivas para conservar o incrementar los niveles de seguridad en la operación de las centrales generadoras de energía.

1. Programa de captura. Permite validar los datos obtenidos de las lecturas manuales, calcula variables de comportamiento y separa la información que debe almacenarse en el sistema de información de los datos de campo. La información que se incluirá en la base de datos se guarda en archivos planos con formato y estructura predeterminado.

2. Base de datos. Almacena y organiza los datos de las variables de comportamiento de las estructuras provenientes de todas las obras. La base de datos almacena información histórica de hasta los últimos 10 años de datos de mediciones.

3. Programas de aplicación. Son los programas encargados de explotar la base de datos. Están organizados en cinco módulos funcionales: obras, instrumentos, datos, consultas y usuarios. Estos programas permiten la explotación del sistema de información y son el enlace entre el usuario y la información almacenada en la base de datos; permiten, entre otras cosas, tener acceso a la información y presentarla en forma gráfica o tabular, de una manera rápida, amigable y confiable.

La figura 3 muestra un diagrama de bloques del sistema con sus componentes lógicos principales.

Programa de captura

El uso del módulo de captura ayuda a que los operadores concentren su atención en los aspectos técnicos de sus tareas y no tanto en la verificación directa de la información y en la generación de reportes, ya que contiene diferentes formas de apoyo para verificar que la información se está capturando adecuadamente como puede ser la comparación automatizada contra mediciones anteriores o mediciones bases, y en el caso de inclinómetros y deformómetros, mediante la generación de gráficas representativas de la medición.

El módulo también representa un medio estandarizado para generar reportes de medición, a la vez que proporciona un medio para que la información obtenida de los instrumentos se pueda depurar e integrar al SIME en forma directa, con un formato estándar y congruente con los requerimientos de la base de datos.

El módulo es capaz de administrar cada tipo de aparato en forma independiente, dado que cada una de las obras instrumentadas por sus características físicas y de operación cuenta con tipos y cantidades de instrumentos muy diferentes entre sí.

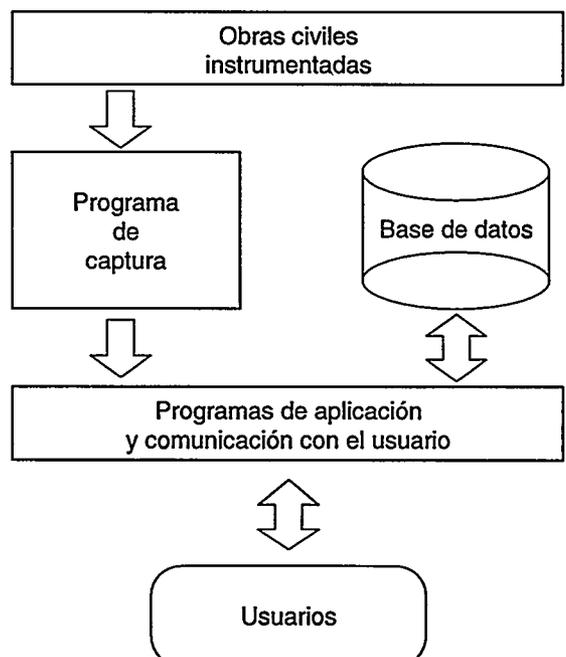
Al igual que en el SIME, en el proceso de captura de datos también se utiliza la jerarquía obra-instrumento-medición, de tal manera que para procesar y proporcionar información primero es necesario realizar el proceso de incorporar al sistema la obra y un instrumento perteneciente a alguno de

los 29 tipos de instrumentos que se soportan en la versión actual. Ello se hace sólo una vez, después se pueden procesar todas las mediciones que se realicen durante la vida útil del instrumento.

El programa puede recibir información en forma manual, proporcionando los datos directamente sobre el teclado o de manera automática, mediante archivos con formato definido. Con esta información, el programa calcula las variables asociadas con cada lectura y genera los archivos necesarios para administrar la información internamente (fichas de instrumentos y datos base, anterior e inicial), así como aquellos que se enviarán al SIME con la información depurada de la medición.

La confiabilidad de la información puede verificarse de dos formas. La primera consiste en comparar los datos calculados contra los datos obtenidos en una de las tres siguientes mediciones: la primera

FIGURA 3
Diagrama de bloques del sistema de información.



realizada con el aparato (inicial), la segunda, tomada antes de la actual (anterior) y una tercera definida por el operador y denominada medición base. Dependiendo del tipo de instrumento que se esté analizando, el programa realiza la comparación correspondiente y despliega el resultado en la malla de cálculo, de tal forma que el operador tenga elementos para considerar si la lectura se realizó en forma correcta.

La segunda forma de verificación se aplica exclusivamente para instrumentos de la clase inclinómetros y deformómetros. En este tipo de instrumentos la información se procesa de forma especial, ya que se puede llegar a tener una gran cantidad de datos en cada medición, por lo cual, además de la verificación mencionada en el párrafo anterior, se genera una gráfica como la mostrada en la figura 6, con lo cual el operador puede detectar adecuadamente cualquier incongruencia en los datos.

Para capturar la información, el usuario primero debe seleccionar el instrumento o instrumentos que se contemplan en una medición determinada. En la figura 4 se presenta la caja de diálogo utilizada para seleccionar el instrumento.

El programa tiene capacidad para administrar la captura de datos de dos tipos de mediciones: las tradicionales, que consisten en tomar la lectura de un instrumento o un grupo de instrumentos, y las de control, en las que se toma un solo instrumento y se hacen varias mediciones sobre él.

Una vez seleccionado el instrumento, se abre el administrador de notas y eventos relevantes, mediante el cual el usuario proporciona información adicional relacionada con la observación, la que una vez integrada al SIME sirve para aclarar por qué en la medición se

presentaron y aceptaron ciertos valores extraordinarios.

La parte medular del proceso se realiza sobre la malla de cálculo y consiste en proporcionar la información recabada en campo. En la figura 5 se muestra como ejemplo la malla de cálculo para una remisión de un grupo de instrumentos de aforo en barrenos. Todas las mallas de cálculo están compuestas por registros y columnas; el número de registros lo determina la cantidad de instrumentos que se tomaron en cuenta para la medición; el número de columnas es fijo para cada tipo de instrumento.

En la malla se presentan dos tipos

de columnas: las activas y las informativas. Las activas se identifican por el color blanco y el usuario debe proporcionar los datos de campo. Las columnas informativas se presentan en tono gris y no son editables por el usuario, en ellas se ven los valores resultantes del cálculo o los valores comparativos base y anterior.

Cuando se presenta la malla de cálculo, ésta toma el control del programa, para lo cual proporciona al usuario un menú de barras y botones en la parte superior, con el que se realizan las operaciones necesarias para continuar con el proceso de captura (menú de barras y botones).

FIGURA 4
Caja de diálogo para seleccionar instrumento.

DATOS GENERALES

Preso o Proyecto: C. H. MANUEL MORENO TORRES

No. observ. : 01-97 Fecha: 27/MAY/97

A revisar		Existentes
AFO-02	<< INCLUIR	AFO-01
	<< TODOS	AFO-02
	QUITAR >>	
	TODOS >>	

Observó:
FGV
FAQ

Varias observaciones de un mismo instrumento

ACEPTAR
CANCELAR

FIGURA 5
Ejemplo de malla de cálculo.

Captura de Información de: CHICOASÉN : Aforo en barrenos

Calcular Almacenar Impresión Ver Gener Ayuda

Identificador	Fecha de Medición	Hora de Medición	Volumen (L.)	Tiempo (s)	Gasto Act (L/s)	Gasto Ant. (L/s)	Diferencia
AFO-01	27/MAY/97	08:00	50.0	5.0	10.0	2.0	8.0
AFO-02	28/MAY/97	08:00	55.0	5.0	11.0	1.0	10.0

Menú de barras y botones.



Calcular. Con esta opción, y a partir de los datos de campo, se calcula la información que se envía a la base de datos. Durante el proceso de cálculo se discriminan aquellos registros que no cumplan un determinado el requisito de validez. Dichos registros se identifican porque las columnas calculadas se llenan con líneas (—) en lugar de números.



Graficar. Esta opción se utiliza sólo para inclinómetros y deformómetros, al usarla se presenta una gráfica representativa de la medición, con la cual se puede revisar rápidamente si existe algún error en los datos.

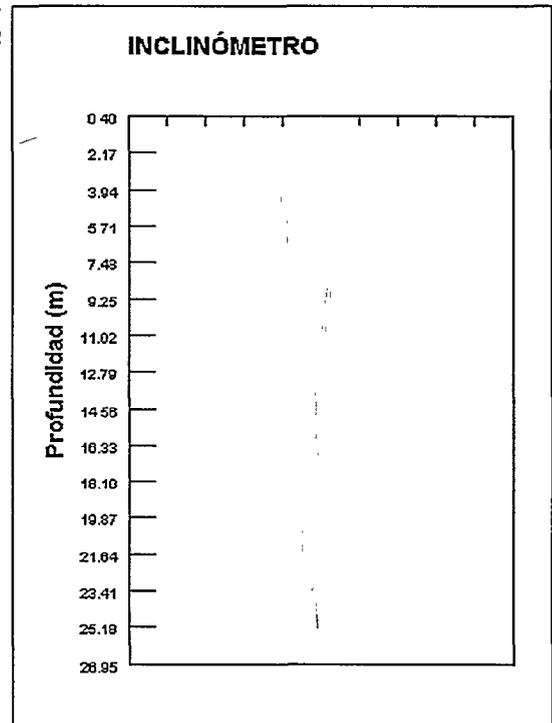


Regresar. Permite salir de la malla de cálculo, verificando la consistencia de la información.



Almacenar. Esta opción se usa después de introducir la información y realizar el cálculo. Con ella se generan los archivos de remisiones para el SIME y se modifican los archivos de base y anterior de comparación. Al almacenar la información se eliminan los registros que no cumplen con los requisitos de validez determinados, proporcionando al SIME un archivo con la información depurada y consistente.

FIGURA 6
Gráfica de un inclinómetro.



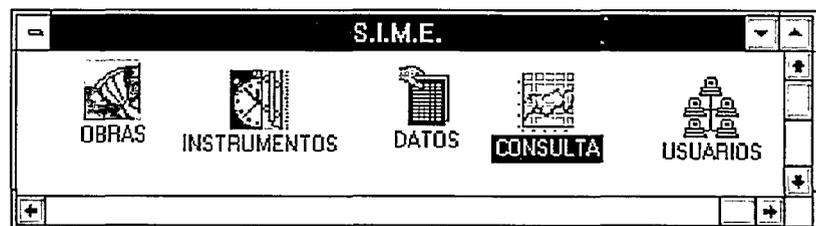
Programas de aplicación

Estos programas se encargan de la explotación de la base de datos del SIME, residen en las computadoras cliente (PC) y funcionan bajo ambiente Windows. Como ya se mencionó, el SIME está integrado por cinco programas o módulos funcionales, cuyos íconos se muestran en la figura 7. El usuario puede tener acceso a cada uno de ellos de manera independiente y en cualquier orden.

Módulo Obras

Su función es contener y actualizar la información general de las obras que se encuentran almacenadas en el

FIGURA 7
Programas de aplicación del SIME.



SIME; esta información es textual (nombre, latitud, longitud, tipo de obra) y gráfica (fotografías, diagramas, croquis). Este módulo constituye el nivel más alto de la jerarquía del sistema. La figura 8 muestra una de las pantallas de la interfaz de este módulo.

Módulo Instrumentos

Permite trabajar en un segundo nivel jerárquico del sistema, el de los instrumentos. Mantiene información sobre el catálogo de instrumentos y las fichas de instalación de los instrumentos. El catálogo de instrumentos contiene

un grupo de herramientas, como tipos, colores y anchos de líneas, tipos y tamaños de textos, manejo de escalas, etcétera, y está diseñado para poder complementar y desplegar la gráfica con mayor calidad y claridad, a fin de hacer más fácil su interpretación.

En la figura 12 se ilustra la ventana con el despliegue de una gráfica generada en el SIME, la cual corresponde a mediciones típicas con celdas de presión para analizar el comportamiento de la presa de Chicoasén, construida en el estado de Chiapas.

Módulo Usuarios

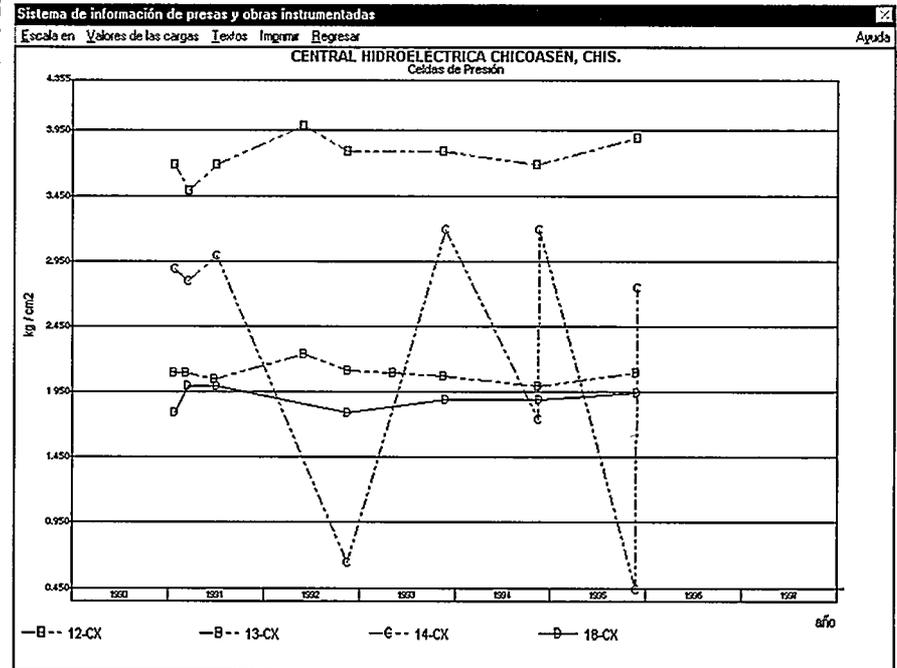
Contiene una serie de herramientas para administrar el acceso de los usuarios al sistema de información; maneja cuatro niveles de usuarios (administrador, programador, analista y usuario externo), cada uno con diferentes permisos de acceso, por ejemplo, el administrador del sistema es el único capaz de asignar y eliminar cuentas del sistema, por otro lado, un usuario externo sólo tiene permiso para consultar el sistema.

Este módulo contiene un mecanismo que registra las operaciones que realizan los usuarios con los datos de la base de datos. El administrador del sistema es el único usuario que puede emplear esta herramienta para fines de auditoría y control.

Conclusiones

El sistema de información SIME desarrollado en el IIE constituye un gran ahorro de tiempo y esfuerzo para el proceso de datos y agrega oportunidad y confiabilidad en las tareas que son responsabilidad del personal de la SCE de la CFE, permitiéndoles disponer de una base de datos que contendrá la

FIGURA 12
Gráfica de comportamiento de celdas de presión.



información de las variables del comportamiento estructural de aproximadamente cincuenta obras civiles de las centrales generadoras de energía eléctrica. Es importante remarcar que el SIME representa el inicio de un proyecto muy ambicioso que la CFE desea implantar sobre seguridad de presas.

El SIME permitirá analizar a través de datos gráficos o tabulares, y de manera inmediata, el comportamiento estructural de los últimos 10 años de operación de las obras.

El manejo de la información de varias obras de manera simultánea, permitirá al personal de la SCE generar oportunamente los informes sobre el comportamiento estructural de una o varias obras a la vez, reduciendo de manera importante los tiempos y costos asociados con este proceso.

La información que se almacenará

en la base de datos del SIME representa un valor muy importante no sólo para la CFE, sino también para otras dependencias en el país, como la Comisión Nacional del Agua (CNA), que tiene a su cargo la seguridad y el buen funcionamiento de aproximadamente cuatro mil presas de diversos tamaños y que podrá consultar los bancos de datos de la CFE.

El costo del desarrollo del sistema de información se verá compensado con creces y su utilidad será invaluable en el proceso cotidiano de toma de decisiones para atender oportunamente cualquier incidente o anomalía que se detecte con la instrumentación, proponiendo las acciones preventivas o correctivas para conservar o incrementar los niveles de seguridad en la operación de las centrales generadoras de energía.

Agradecimientos

Los autores manifiestan su agradecimiento a todo el personal del Departamento de Procesamiento y Análisis de la Subgerencia de Comportamiento de Estructuras de la CFE, así como al ingeniero Pedro Velázquez González y al M. en C. Vicente Cepeda Salazar de la Unidad de Ingeniería Civil del IIE por su colaboración durante el desarrollo del proyecto.

Referencias

González Valencia, Francisco, *Instrumentación de obras hidroeléctricas*, documento interno, Comisión Federal de Electricidad, 1993.

González Valencia, Francisco, "Diseño, instrumentación y seguridad de presas", vol. 2, *Memorias de la Reunión Nacional de Mecánica de Suelos*, Morelia, Michoacán, 1996.

Informix NewEra language reference, versión 1.0, Informix Software Inc., 1994.

Informix NewEra graphical and connectivity reference, versión 2.0, Informix Software Inc., 1995.

Informix OnLine administrator's guide, DataBase Server, versión 5.0, Informix Software Inc. 1991.

Mena, Enrique, *Procedimiento para la elaboración de informes del Departamento de Instrumentación*, Gerencia de Ingeniería Experimental y Control, Comisión Federal de Electricidad, 1991.

Sifuentes, Silvia, P.H. Zimapán, Hgo., *Sistema de auscultación, informe de comportamiento 1994*, Gerencia de Ingeniería Experimental y Control, Comisión Federal de Electricidad, 1994.

ALONSO ALVARADO GONZÁLEZ

Ingeniero civil por la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo (1984), maestro en ciencias por el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey (ITESM), campus Morelos (1987). Desde noviembre de 1983 es investigador del IIE en la Unidad de Ingeniería Civil. Fue profesor de licenciatura en el ITESM, campus Morelos (1988-1990) y desde



1989, catedrático en el Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico (Cenidet). Ha trabajado en diversos proyectos relacionados con el desarrollo de sistemas CAD/CAE y sistemas de información. Sus áreas de interés son los sistemas CAD/CAE, sistemas GIS y sistemas expertos. Es autor y coautor de diversos artículos de sistemas CAD para torres de transmisión.

JUAN CARLOS ESCAMILLA GARCÍA



Ingeniero en electrónica y comunicaciones por la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) (1983) y maestro en ciencias de la computación, FAR (1990). Ha participado en conferencias y seminarios sobre análisis y diseño orientados a objetos y sistemas expertos en Estados Unidos y Canadá. Se ha desempeñado como técnico académico (UNAM, 1983-1986), gerente de sistemas (Corporación Profesional de Ingeniería, México, 1986) y desde 1987 es investigador del IIE en la Unidad de Ingeniería Civil. Ha sido profesor de la UNAM y de la UAEM y desde 1988 es catedrático del Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico (Cenidet). Es autor y coautor de artículos sobre sistemas de persistencia y diseño de fonts.

FELIPE DE JESÚS ALANIZ QUEZADA



Ingeniero civil por la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo (1988) y maestro en ciencias de la computación por el Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico (Cenidet) (1993). Es investigador de la Unidad de Ingeniería Civil del IIE desde 1988. Ha colaborado en varios proyectos relacionados con el desarrollo de programas de cómputo en las áreas de diseño asistido por computadora, desarrollo de interfaces hombre-máquina y de sistemas expertos. Desde 1994 es catedrático del Cenidet. Ha presentado diversos trabajos en foros nacionales.

FRANCISCO GONZÁLEZ VALENCIA



Ingeniero civil de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), posgraduado de la French Engineering School, École Nationale des Travaux Publics de 1^{er} État, Francia. Ha trabajado por 21 años para la Comisión Federal de Electricidad en procesamiento y análisis en instrumentación geotécnica y en evaluación de seguridad de presas de grandes proyectos hidroeléctricos tales como El Caracol, Peñitas, Chicoasén, Aguamilpa y Zimapán. Ha trabajado como instructor de ingenieros y consultor en instrumentación

geotécnica en Honduras y Costa Rica en América Central; también es catedrático de la UNAM, así como autor y coautor de más de una docena de artículos técnicos sobre instrumentación y seguridad de presas, entre ellos, el libro Behavior of dams built in México, presentado en el 15° ICOLD (International Congress on Large Dams) celebrado en Suiza en 1985. Es vicepresidente de la Sociedad Mexicana de Mecánica de Suelos para el periodo de 1997 a 1998.

JESÚS ENRIQUE MENA SANDOVAL

Ingeniero civil de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México (1975), con estudios de posgrado en la Universidad de Pennsylvania y en el Instituto Tecnológico de California. Durante 16 años trabajó en el Instituto de Ingeniería de la UNAM, donde fue coordinador de Sismología e Instrumentación Sísmica y miembro del Consejo Interno. Fungió como asesor del Centro Nacional de Prevención de Desastres de la Secretaría de Gobernación y pertenece al Consejo Directivo del Centro de Instrumentación y Registro Sísmico de la Fundación Javier Barros Sierra desde 1987. En 1990 ingresó a la Comisión Federal de Electricidad a cargo del Departamento de Instrumentación, y desde 1992 es subgerente de Comportamiento de Estructuras de la Gerencia de Estudios de Ingeniería Civil. Es autor de más de 50 artículos en revistas nacionales e internacionales y de más de 150 informes en diversos temas de ingeniería sísmica, instrumentación y seguridad de estructuras.

Bolsa de trabajo

Exbecarios del Programa de Adiestramiento en Investigación Tecnológica

- Ingeniero en sistemas computacionales. José Raúl Becerra Puerto, egresado del Instituto Tecnológico de Mérida (1992-1997). Radica en Oxkutzcab, Yucatán, teléfono (997) 5 04 08.
Tema de tesis: "Sistema para ejecución automática de pruebas a simuladores".
- Ingeniero en sistemas computacionales. Rosendo Uc Sansores, egresado del Instituto Tecnológico de Mérida (1992-1997). Radica en Tenabe, Campeche, teléfono (943) 2 20 63.
Tema de tesis: "Diseño e implementación del manejo de memoria global y comunicación en una red de PC para el monitoreo de sesiones de entrenamiento".
- Ingeniero en sistemas computacionales. Marcos Iván Quintana Hernández, egresado del Instituto Tecnológico de Ciudad Madero (1992-1997). Radica en Ciudad Madero, Tamaulipas, teléfono (12) 15 58 73.
Tema de tesis: "Diseño y construcción de una consola del instructor configurable para un simulador en Windows NT".
- Ingeniero eléctrico. Luis Fernando López Cisneros, egresado de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo (1991-1996). Radica en Morelia, Michoacán, teléfono (43) 13 57 59.
Tema de tesis: "Desarrollo de material para impartir cursos de administración lado de la demanda".
- Ingeniero mecánico. Arturo Ruiz Rueda, egresado del Instituto Tecnológico de Orizaba (1992-1996). Radica en Orizaba, Veracruz, teléfono (272) 5 90 57.
Tema de tesis: "Simulación numérica en 2D del comportamiento del flujo en el difusor de escape de una turbina de vapor aplicando códigos CFD".
- Ingeniero eléctrico. José Francisco Efraín Noriega Espinoza, egresado del Instituto Tecnológico de Hermosillo (1992-1997). Radica en Hermosillo, Sonora, teléfono (62) 14 38 65.
Tema de tesis: "Implementación de un algoritmo para la determinación rápida de un índice de estabilidad de voltaje".
- Ingeniero eléctrico. Gerardo Urrea Grijalva, egresado del Instituto Tecnológico de Hermosillo (1992-1997). Radica en Hermosillo, Sonora, teléfono (62) 14 25 61.
Tema de tesis: "Implementación de un simulador de máquina síncrona RAT para análisis".

Mayores informes

Instituto de Investigaciones Eléctricas
Departamento de Desarrollo Profesional
Teléfono (73) 18 38 11, extensión 7161.
Correo electrónico: becas@iie.org.mx.