

CONF-9606416--

**Foreseeing techniques and control of emissions in thermal power plants.
Workshop Latin America. [Selected Papers]**

DISCLAIMER

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

LA POLITICA AMBIENTAL EN MEXICO: CRISIS Y PERSPECTIVAS

Víctor L. Urquidi
Colegio de México
México

RECEIVED

APR 15 1999

RECEIVED
RECEIVED
POST

APR 15 1999

1. LA PROBLEMÁTICA GLOBAL

En México, como en los demás países en vía de desarrollo, el principal enemigo de la naturaleza es su propia especie humana, resultado de falta de educación y de conciencia acerca del valor de los recursos naturales y de las consecuencias de la actividad económica y social, en particular la emisión de sustancias contaminantes peligrosas. Sin embargo, el deterioro ambiental no puede atribuirse solamente al individuo sino que también, como en todas partes, obedece asimismo a la organización social, económica e institucional en que se desenvuelven las sociedades que componen nuestro planeta, y se expresa en parte importante en la emisión de desechos peligrosos y tóxicos por los sectores industrial, de servicios y municipal.

En la terminología de hoy, el deterioro del ambiente es un fenómeno global, compuesto no sólo de los casos particulares de cada nación o territorio en relación con sus recursos y la salud de su población, sino descrito por la suma de todos esos casos, que representa ya la actividad económico-social de más de 180 países y más de 5700 millones de habitantes. Se tiene evidencia del cambio climático global que genera el efecto invernadero debido a las emisiones de carbono por la combustión de combustibles de origen fósil. Son los países industrializados los principales causantes, pero las emisiones per cápita están aumentando con rapidez en las economías en vía de desarrollo, desde China hasta Brasil, pasando por México. En los territorios dotados de vastas extensiones boscosas, la deforestación reduce además la capacidad de absorción del carbono. Los mares, las zonas lacustres, los ríos, los esteros, están contaminados en todo el mundo por sustancias químicas y desperdicios minerales. Las centros urbanos, entre ellos las megaciudades latinoamericanas y otras, son grandes focos de contaminación resultante de la actividad industrial, comercial y de servicios, del transporte vehicular y de la falta de planeación municipal y las deficiencias de la política ambiental.

En este contexto, hablar de desarrollo sustentable como si ya se hubiera iniciado en algún país, o pudiera alcanzarse a corto plazo como proceso económico-social, sería totalmente irresponsable. No obstante, el mérito de las discusiones de los últimos años, sobre todo a partir del informe de la Comisión Brundtland (Comisión Mundial 1987) y de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Medio Ambiente y Desarrollo, efectuada en Río de Janeiro en 1992 (CNUMAD 1992), consiste en que se empieza a vislumbrar un nuevo paradigma del desarrollo, en que el ambiente y la sustentabilidad como proceso social pudieran ser el faro orientador de toda la actividad humana.

Es creciente la preocupación por el futuro de los sectores energéticos. Se reconoce que es excesiva la dependencia que aún existe a nivel global, directa e indirectamente, respecto a los energéticos de origen fósil, y que no se ahorra energía como debiera hacerse. La energía nuclear tiene un porvenir incierto mientras no se resuelvan problemas de seguridad y de disposición de residuos radiactivos. La energía con origen en biomasa, la eólica, la de mareas e intercambios térmicos oceánicos, y la derivada directamente de la radiación solar, no han adquirido la importancia que requieren y merecen a largo plazo. A muy largo plazo se prevén el uso del hidrógeno y la fusión.

2. LA SITUACIÓN AMBIENTAL EN MÉXICO

Traducido lo anterior a la situación ambiental de México, cabe señalar que dentro de las concepciones generales que prevalecen sobre el medio ambiente mexicano, lo mismo en cuanto a la protección y conservación de los recursos naturales que a la transformación de los procesos industriales y de otras actividades hacia el objetivo de lograr tecnologías limpias o "más limpias" (que debería decirse "menos sucias"), ha sido muy escaso el avance logrado en los últimos veinticuatro años, cuando empezó a adquirirse conciencia de la problemática a raíz de la primera Conferencia de las Naciones Unidas en Estocolmo en 1972.

Se cuenta con los siguientes diagnósticos ambientales generales efectuados oficialmente en México: i) en 1990, para el programa 1990-1994; ii) en 1991-1992, con vistas a la Conferencia de Río, iii) en 1993-1994, informe sobre la situación ambiental (SEDUE 1990, SEDESOL-INE 1992 y 1994), y iv) el más reciente, de 1996, enmarcado en otra metodología, contenido en el Programa de Medio Ambiente 1995-2000 (SEMARNAP 1996).

Estos diagnósticos dan lugar a poco optimismo acerca del futuro ambiental de México, aun a mediano plazo. La política ambiental no ha adquirido todavía la jerarquía política e institucional que amerita, como tampoco la conciencia de la problemática ambiental ha rebasado confines relativamente estrechos en el sector público, el académico-científico y el privado, y mucho menos en la sociedad civil y en la comunicación social.

La situación ambiental actual en México se resume de manera sucinta a continuación; más adelante se mencionan algunos aspectos de la problemática que puedan ser de interés inmediato, para llegar a algunas breves conclusiones.

El deterioro ambiental de México ha sido constante y, en algunos aspectos, alarmante. En el medio oficial, la gravedad de los problemas fue descrita con claridad en 1990 (SEDUE 1990): todos los ecosistemas de México se encontraban entonces amenazados por el desarrollo agropecuario, industrial y urbano, a lo que se añadía el efecto del crecimiento demográfico todavía muy rápido. Se determinó que las áreas principales de

contaminación eran entonces las grandes ciudades, los puertos industriales, las cuencas hídricas y algunos ecosistemas especificados. Se decía muy poco, por cierto, acerca de las superficies de uso agropecuario.

En 1994 se enumeraron 25 áreas críticas, que incluyen zonas agrícolas (SEDESOL-INE 1994, Cap. 3), a lo que habría que añadir la subregión de la frontera Norte. Se señalaron también 15 áreas caracterizadas como de riesgo para la salud humana, incluida la Ciudad de México y su zona metropolitana, y 5 áreas de alto riesgo personal para la población local debido a la presencia de sustancias carcinogénicas. Además, se hizo ver que la calidad del agua urbana había descendido en general, que la deforestación continuaba ocurriendo a una tasa anual superior al 1%, y que la intensidad energética en la producción había aumentado en lugar de haber descendido. Se estimó que la intensidad contaminante de las industrias de transformación se multiplicó veinte veces entre 1950 y 1989, sin indicios de que se hubiera atenuado (Cap. 11).

En 1993, según el informe citado, la generación de desechos municipales sólidos (excluidos los procedentes de procesos industriales) se estimó en 893 Kgs. por habitante como promedio nacional (en el Distrito Federal, 1259 Kgs.). La mayor parte del total de 28 millones de toneladas que se generó ese año se originó en las zonas centrales de México y en el Distrito Federal (60%); al el Norte correspondió el 21%; a la zona de la frontera Norte el 6%. Más de la mitad del volumen total fueron desechos orgánicos y casi un 20% vidrio, papel y plásticos, siendo el resto metales y hule (caucho). Se calculó que un 82% de tales desechos fue a dar a tiraderos a la intemperie, en su mayoría no controlados. Por añadidura, se estimó que en 1994 el volumen de desechos industriales peligrosos, tanto líquidos como sólidos, fue de 7.7 millones de toneladas, constituido el 38% por solventes, el 43% por aceites, pinturas, soldadura, resinas, ácidos y derivados del petróleo, y el restante 21% por desechos varios (SEDESOL 1994, Cap. 18).

No se trata en modo alguno de menospreciar o desacreditar lo que el gobierno y la sociedad han hecho en más de veinte años para proteger y mejorar el medio ambiente, pero ha sido insuficiente. El rezago aumenta de manera constante, si no es que a tasa geométrica. Han estado en ejecución programas de construcción de confinamientos sanitarios de desechos y de tratamiento de aguas y de reciclaje, incluidos proyectos especiales para los desechos tóxicos. En la zona fronteriana del Norte existe un régimen especial aplicable a las empresas maquiladoras, y se ha creado mayor conciencia de los agudos problemas ambientales en la misma, que afectan las aguas subterráneas. Mas queda mucho por hacer: por ejemplo, la elaboración de un inventario nacional actualizado de los desechos peligrosos. No se ha logrado impedir, por otra parte, que una proporción muy considerable, quizá la gran mayoría, de los desechos industriales líquidos considerados peligrosos siga yendo a dar a los sistemas de drenaje (donde los hay). a los ríos y los arroyos y otras superficies ácuas, a las lagunas y esteros, a las

bahías, a los barrancos, a los tiraderos no debidamente controlados donde tales desechos y las partículas que llevan se filtran al subsuelo.

Hasta 1994, el diagnóstico completo de la problemática ambiental de México no se había hecho todavía. En el terreno de los desechos industriales y municipales, problema cada año más grave, se carecía de información sistemática y suficiente. No se había diseñado aún una política nacional para los desechos municipales, que incluyera no sólo los de origen industrial sino los que emanan de las unidades de vivienda.

Puede suponerse que en 1995 la situación ambiental de México continuó empeorando, y que 1996 depare el mismo diagnóstico.

El más reciente documento oficial relativo al Programa de Medio Ambiente (SEMARNAP 96), intenta enmarcar la política ambiental de México del período 1995-2000 en el concepto de desarrollo sustentable. Sin embargo, no presenta un diagnóstico del deterioro ambiental de México en forma fácilmente comprensible por el público, ni de manera comparable al contenido de los informes anteriores. Ofrece en cambio seis "líneas argumentativas [sic] para un diagnóstico comprensivo" (SEMARNAP 1996, Cap. III) que abarcan:

- i) el ambiente rural, incluida la biodiversidad, los recursos naturales terrestres y el "manejo" del territorio;
- ii) el ámbito costero y marino;
- iii) el desarrollo urbano;
- iv) la industria, como "aparato metabólico" de la sociedad;
- v) el desarrollo regulatorio e institucional en materia de gestión ambiental;
- vi) la dimensión internacional

Esta curiosa metodología se justifica diciendo que las áreas "comparten múltiples procesos e influencias" que dificultan marcar "categóricamente" líneas divisorias entre ellas.

La primera "línea argumentativa" presenta en efecto un diagnóstico analítico útil sobre ecosistemas, biodiversidad, la deforestación, etc., incluso sobre el "sesgo pro-ganadero". la "indefinición en la tenencia de la tierra y en los derechos de propiedad", el incremento y la dispersión de la población rural, las características de la economía agropecuaria y campesina, el deterioro ambiental en el campo, el uso de plaguicidas, la erosión --aun cuando todo esto a veces en desorden y sin demasiada precisión. Se mencionan también la política seguida en relación con áreas naturales protegidas y el tráfico ilegal de vida silvestre. Falta, sin embargo, un diagnóstico complementario de otro tipo: por ejemplo, cuáles son los plaguicidas contaminantes y qué daño hacen, en qué zonas críticas, etc.

La segunda "línea" de diagnóstico, relativa a recursos marinos y ecosistemas costeros, describe y analiza el problema, enumera especies amenazadas y menciona, apenas brevemente por cierto, el hecho de que las aguas están contaminadas. Se alude también a los problemas de la industria pesquera.

La tercera "línea", sobre desarrollo urbano, describe el proceso de urbanización, el efecto de la industrialización y de la evolución de ciertas actividades como la petrolera, el incremento demográfico y las migraciones, la economía informal, la actividad turística, y finalmente, el deterioro de la calidad del aire en el Valle de México (pero no el registrado en otras ciudades), con algunas estadísticas del IMECA y de la participación de los vehículos de transporte automotor en dicho deterioro. Se da un breve inventario de emisiones, en porcentos del total, en el año 1994. En 1993, casi el 40% de los vehículos en circulación eran modelos anteriores al año 1986, que, como se sabe, tienen que seguir usando gasolina con plomo. Se describe también el problema de la contaminación del agua por descarga urbana, la falta de servicio de alcantarillado como problema nacional, el "reto" de la basura urbana, con pocas cifras nuevas y sin evaluación hacia el futuro.

La cuarta "línea", referente a crecimiento industrial, es de considerable interés, por cuanto se dan algunos datos nuevos. Se hace notar, por cierto, "que la presencia de empresas públicas entre las más contaminantes y de mayor riesgo [ha sido] cada vez mayor" --alusión a Pemex y a la Comisión Federal de Electricidad. Se dan datos comparativos de intensidad energética tales como el coeficiente 'de la oferta total de energía primaria respecto al PIB a precios constantes. México se encontraba en 1993 entre los países con mayores índices (junto con Canadá y Estados Unidos) y de mayor incremento en el período 1978-1993 (junto con Grecia y Nueva Zelanda). En los demás (Europa, Japón, Canadá, Estados Unidos) la intensidad energética disminuyó. En este punto, el documento oficial no podría ser más claro: "Un dato significativo es que, aunque México presenta un bajo consumo per cápita [de energéticos], éste es elevado por unidad de producto; dicho de otro modo, el país [es decir, México] emplea demasiada energía para producir poco". (SEMARNAP 1996, p. 51).

En esta sección de diagnóstico se da cuenta también de los sectores industriales de mayor volumen de contaminación, de las descargas de aguas residuales industriales y de la generación específica de residuos peligrosos. Incluye un cuadro elaborado en El Colegio de México, citando a los autores (Mercado *et al.* 1995), en que se destacan las intensidades estimadas de la contaminación producida por la industria manufacturera en 1993 en las siguientes entidades, en el orden aquí indicado, en porcentos del total nacional: Veracruz (17.7), México (14.6), el Distrito Federal (10.7), Nuevo León (7.2), Tamaulipas (6.2), Tabasco (5.2), Guanajuato (5.1), Jalisco (4.8), Chiapas (4.0), Puebla (3.8) y Coahuila (3.2). Estas once entidades "aportan" el 82.5% del total (SEMARNAP 1996, p. 53).

Acerca de los residuos peligrosos se afirma en el Programa: "Es posible que [su] generación ... ascienda a un volumen agregado de entre tres y siete millones de toneladas anuales" (o sea, se da un margen de estimación amplísimo), sin incluir los residuos mineros llamados "jales", de entre 300,000 y 500,000 toneladas diarias [sic, según el documento] (SEMARNAP 1996, p. 57). Se destaca asimismo, como en el caso de la basura municipal, que las capacidades para el manejo, la vigilancia y el control de los residuos son muy pequeñas. "Algunas estimaciones --se afirma, con alguna imprecisión-- permiten concluir que tal vez sólo alrededor de 10% del total de residuos peligrosos generados en México recibe un manejo adecuado a través de los sistemas y de la infraestructura instalada". En esta sección se encuentran muchas explicaciones teóricas y generales, pero pocas cifras.

Queda la impresión¹ de que el programa que se plantea México, para sí mismo y en relación con compromisos internacionales, al menos como pueda deducirse del Programa de Medio Ambiente 1995-2000, es bastante general --como que no tiene asideros concretos, como tampoco da la idea de que exista verdaderamente un programa interrelacionado de carácter nacional que busque alcanzar metas específicas, por más que se enumeren en su Cap. VI una serie de proyectos y acciones. Es decir, no se modifica la noción, que se tiene desde 1990, de que la situación ambiental de México es grave y de que se ha seguido deteriorando año con año sin que los programas ambientales lo puedan impedir, reducir o controlar.

3. EL PAPEL CENTRAL DESEMPEÑADO POR LAS MODALIDADES DEL CONSUMO DE ENERGÉTICOS

En materia de energéticos, la economía y la sociedad mexicanas dependen en un 85% de las fuentes de origen fósil. Según el documento oficial, "la política de precios bajos de la energía propicio su uso intensivo y dispendioso y un crecimiento de la demanda energética más acelerado que el del valor y el volumen del producto industrial" (SEMARNAP 96, p. 49). Una Comisión para el Ahorro de Energía ha iniciado estudios y recomendaciones, pero no existe una política energética a largo plazo que entrañe una estrategia a la vez ambiental; por ejemplo, no se concede importancia al potencial que, para ciertos usos, ofrece la energía solar;² tampoco el usuario de energía es instruido debidamente sobre las formas y alternativas viables para reducir el consumo (inclusive

¹ Por cierto que las "líneas argumentativas" quinta y sexta arriba citadas no son propiamente líneas de diagnóstico sino elementos informativos e institucionales, por lo que no se hace más referencia a ellas en este texto.

² El Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía 1995-2000 dado a conocer por la Secretaría de Energía hace unos tres meses concede apenas un párrafo de 20 líneas a la energía solar.

el dispendio, donde sea aplicable) de energía a fin de contribuir al ahorro energético nacional.

De hecho, los dos grandes sectores productores de energéticos, el petrolero y el eléctrico, no han emprendido programas ambientales de largo plazo que se integren a la política ambiental general, fuera de afirmar que se contribuirá al logro de los objetivos en materia de protección al ambiente.

La contaminación atmosférica en la Zona Metropolitana de la Ciudad de México continúa teniendo como factor principal las emisiones derivadas de los motores de combustión interna, principalmente del subsector transporte, es decir, de la circulación de vehículos que, en su mayoría, no tienen instalados convertidores y que, aun empleando combustibles con nuevas especificaciones, de todo modos contaminan. Este subsector contribuyó en 1994 con el 80% de las emisiones totales contaminantes de la atmósfera, entre ellas el 99% del monóxido de carbono, el 71% de los óxidos de nitrógeno, el 54% de los hidrocarburos, y el 11% del bióxido de azufre, siendo, en el subsector transporte, el tonelaje estimado del monóxido de carbono el 78% del total, el de los hidrocarburos el 18% y el de los óxidos de nitrógeno el 3% del total, Una concentración importante correspondió a los vehículos de uso privado: el 44% del monóxido de carbono, el 25% de los óxidos de nitrógeno y de los hidrocarburos, y el 13% del bióxido de azufre. A los taxis correspondió el 22, el 12 y el 7%, respectivamente (DDF 1996, pp. 74, 79).

En la Zona Metropolitana la contaminación atmosférica también es producida por la industria y los servicios, aunque en menor proporción. Destacan en la industria el bióxido de azufre, los óxidos de nitrógeno y los hidrocarburos, y en los servicios en forma predominante estos últimos.³

En otras zonas del país, es indudable que el deterioro ambiental atribuible a la producción y consumo de energéticos también constituye un problema que amerita mucha más atención de la que ha recibido hasta ahora.

En consecuencia, el sector energético, a plazo mediano y largo, tendrá que re-evaluarse, con instrumentación de una estrategia que permita reducir su "aportación", directa e indirecta, al empeoramiento de las condiciones ambientales, y dando mayor consideración a las transformaciones necesarias para reducir la dependencia de la

Desde el punto de vista de la salud de los habitantes de la Zona Metropolitana y de otros centros urbanos es también de importancia la contaminación atmosférica proveniente de las partículas suspendidas, cualquiera que sea su origen.

sociedad mexicana respecto a los combustibles contaminantes de origen fósil y a la vez promover y utilizar alternativas energéticas.

Asimismo, la industria petroquímica, concentrada en determinadas partes del país, plantea un elevado grado de responsabilidad hacia el ambiente inmediato y, vía muchos de sus productos, hacia las contaminaciones derivadas de las actividades industriales, de servicio y agrícolas.

4. LA POLÍTICA AMBIENTAL EN MÉXICO

Desde 1971, cuando se legisló por primera vez para instrumentar una política general de protección ambiental, hasta el presente, México ha adoptado el principio de que Quien Contamina Paga (QCP), aplicado bajo un sistema de normas y castigos (NyC), Esta política es la que ha predominado en todos los países industrializados, en la OCDE, en la Unión Europea, y en los países en vía de desarrollo, tanto en el sudeste de Asia como en América Latina y otros. La Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente de 1988 amplió los alcances de la política ambiental y previó, entre otras cosas, su descentralización, a base de que todas las entidades federativas adoptaran legislación semejante. En la antigua Secretaría de Desarrollo Urbano y Ecología funcionó una Subsecretaría para este último fenómeno y se creó un Instituto Nacional de Ecología.⁴ En 1990 se dio a conocer, no muy ampliamente por cierto, un Programa Nacional para la Protección Ambiental (SEDUE 1990). En 1992 se trasladaron las funciones ambientales a la Secretaría de Desarrollo Social, instalándose en la misma el Instituto Nacional de Ecología y creándose la Procuraduría del Medio Ambiente. A fines de 1994 se creó la Secretaría de Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca, incluyéndose en ella tanto el Instituto como la Procuraduría. No cabe duda que el medio ambiente, al alcanzar categoría de secretaría de Estado, tendrá que recibir más y mejor atención que antes, y que los primeros 18 meses de funcionamiento de la nueva Secretaría ya lo demuestran. El Programa de Medio Ambiente 1995-2000 (arriba mencionado en la parte de diagnóstico), dado a conocer en marzo de 1996, constituye el conjunto de orientaciones para la política ambiental y enumera programas, proyectos y acciones prioritarias (SEMARNAP 1996, Cap. VII).

Sin embargo, la política ambiental actual de México se sigue basando en la Ley General de 1988 en cuanto a los instrumentos empleados, que son la adopción de normas --se cuenta con unas 80--, la reglamentación que impone a las empresas castigos pecuniarios si no las cumplen, y en caso de reincidencia --y suponiendo una administración eficiente-- la clausura o cierre de la empresa contaminante. Esta política de

⁴ Una de las curiosidades de la administración pública mexicana es que al medio ambiente se le llama "ecología", con el resultado de que se cuenta ya con "taxis ecológicos", etc.

instrumentación, que se supone obedece al principio QCP, ha prevalecido en todos los países. No obstante, se ha reconocido que el sistema de NyC como tal, aun en las naciones industrializadas y de mayor conciencia ambiental, deja mucho que desear desde el punto de vista ambiental.

Para empezar, el principio QCP es ambiguo. Se entiende que desde el punto de vista administrativo y político había que hacer responsables a los actores de la contaminación: las empresas, los automovilistas, en su caso los agricultores. Pero en situaciones en que no exista "competencia perfecta" (en que la demanda de los productos de cualquier productor es enteramente elástica), sino que prevalece toda una gama de modalidades de imperfección del mercado, el productor traslada, hasta donde puede y la competencia se lo permita, sus costos ambientales a sus compradores vía precios más elevados. En esos casos el que "paga" por el deterioro ambiental es principalmente el comprador, el cliente, el consumidor.

Otro inconveniente del sistema de NyC es que --dejando aparte el asunto de la contaminación atmosférica proveniente del transporte vehicular-- la empresa que contamina trata de cumplir las normas situándose apenas "dentro de la norma", pero sin ir más atrás en la línea y los procesos de producción, es decir, como se dice ahora, trasladando su acción ambiental del "final del tubo" al principio del mismo, o sea no limitándose a colocar filtros para retener o atenuar las emisiones peligrosas sino invirtiendo en nuevas tecnologías, introduciendo tratamientos de agua y otros residuos líquidos, utilizando diferentes materiales y otros insumos, ahorrando en el empleo de energía y combustibles, y estableciendo una gestión propiamente ambiental.

Por razones de este género, los organismos económicos internacionales como la OCDE, y numerosas instituciones académicas y otros centros de estudios han estado explorando desde hace varios años el empleo de instrumentos económicos para inducir a los actores de la contaminación a reforzar y aun mejorar radicalmente sus acciones proambientales.⁵ La Conferencia de las Naciones Unidas sobre Medio Ambiente y Desarrollo de 1992 aprobó en su Agenda 21 un Capítulo 8 sobre Instrumentos Económicos, con la recomendación explícita a todos los países de "hacer uso efectivo de instrumentos económicos y de mercado y otros incentivos" (CNUMAD 1992). Se trata de incentivar a las empresas para efectuar inversiones, cambios de tecnología, nuevas formas de envasar, empacar y distribuir sus productos, adopción de nuevas modalidades de gestión, etc., que redunden en reducciones y aun eliminación de sus

⁵ Existe abundante literatura sobre estos temas. Véanse, en la bibliografía anexa, por ejemplo: Barde 1994; OCDE, 1989, 1992, 1993, 1994; O'Connor 1994; Panayotou 1994; Belausteguigoitia 1992, 1994; Repetto 1992; Von Weizsacker y Jessinghaus 1992; CNUMAD 1992. Y están en preparación otras publicaciones: O'Connor 1996; Urquidi 1996b.

emisiones contaminantes. Se ha encontrado que en general buena parte de las grandes empresas transnacionales y nacionales se ha reorientado en esas direcciones (Schmidheiny 1992). Basta que a una le convenga hacerlo para que las demás de un ramo, por razones de estrategia competitiva y aun de imagen, hagan lo mismo.

Si bien estas ideas van adelantando, no se traducen necesariamente en cambios radicales al sistema de NyC. No obstante, en países de Europa, en Estados Unidos y en algunos del sudeste de Asia se han establecido instrumentos económicos complementarios de la aplicación de normas ambientales o asociadas a éstas. Prevalcen, por un parte, los llamados impuestos ecológicos, que se manifiestan en tarifas elevadas por la descarga a las aguas de sustancias peligrosas, o por el uso del agua, sobretasas a los combustibles, cargos por uso de servicios colectivos (basura municipal) e implantación de sistemas limitados de permisos comerciables (tradable permits) --que se han interpretado erróneamente como licencias para contaminar--. Se consideran estas medidas como "incentivos" o "desincentivos" ambientales, según desde donde se vean. Los cargos tienden no sólo a encarecer el empleo de recursos escasos o agotables y a crear conciencia del costo ambiental del uso, por ejemplo, de la energía de origen fósil o del agua, o los bosques, sino a inducir en la empresa las inversiones proambientales destinadas a reducir o evitar el uso de esos recursos. El esquema de permisos comerciables tiende a premiar a las empresas que cumplan en demasía las normas, permitiéndoles "emitir" certificados que, en una bolsa de comercio, puedan comprar las que no hayan podido cumplir aún las normas ambientales a fin de evitar los castigos que entrañe el incumplimiento.

En las discusiones actuales, y dadas en particular las estrategias económicas y financieras "de mercado" que imperan en los organismos internacionales, tienen poca cabida aún los incentivos fiscales y financieros, tales como exenciones temporales de impuestos, créditos fiscales, tasas preferentes de financiamiento, y otras. Sin embargo, tanto en países del sudeste de Asia (O'Connor 1994) como en la evidencia de una encuesta llevada a cabo por El Colegio de México en 1995 en la Zona Metropolitana de la Ciudad (o Valle) de México (Mercado *et al.* 1995), donde prevalecen empresas pequeñas y aun microempresas con poca capacidad de gestión y graves dificultades financieras, existe demanda de incentivos fiscales y financieros para fines ambientales. El contexto industrial y de cultura empresarial en los países desarrollados es mucho más evolucionado que en México. La asimetría en la estructura industrial de un país como México amerita y justifica una política ambiental que favorezca en especial, restándoles o compensándoles desventajas, a las empresas pequeñas y medianas.

En México están en vigor tarifas de cuotas por descargas de desechos a las aguas y por el uso del agua que administra la Comisión Nacional del Agua, aunque no se advierte ninguna finalidad propiamente ambiental en su administración. Por otro lado, desde 1993, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público ha otorgado el incentivo de la

depreciación acelerada, casi instantánea, a inversiones en equipo anticontaminante, pero con resultados limitados y sin seguimiento adecuado; no es aplicable sino a causantes mayores. Y, por último, Nacional Financiera estableció en 1991 un programa de redescuento a tasas preferentes de créditos que fueran otorgados por la banca de primer piso, a plazos incluso largos, para fines ambientales; no obstante, también ha tenido este programa aplicación bastante limitada ante las circunstancias financieras y bancarias que han prevalecido.

En todo caso, la legislación ambiental vigente en México no prevé el empleo de instrumentos e incentivos económicos, y se ha avanzado poco en la discusión general del tema --y aun menos en la de la forma de aplicar programas de este tipo para obtener un cumplimiento más extendido de las normas ambientales. Es de notar que el Programa de Medio Ambiente 1995-2000 hace alusión a la posible conveniencia y posibilidad de crear instrumentos económicos eficaces para la gestión ambiental (SEMARNAP 1996, Cap. V, acápite 11, y Cap. VI, pp. 115-119). Ha habido además contacto entre la Secretaría de Medio Ambiente y otras dependencias del sector público, entre ellas la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, acerca de posibles incentivos económicos y financieros con fines ambientales, y se han llevado a cabo reuniones en las que han participado legisladores, representantes del sector empresarial, de organizaciones académicas y de organismos no gubernamentales, para tratar un proyecto de reformas a la Ley General del Equilibrio Ecológico de 1988, incluso en cuanto a la introducción de disposiciones relativas a la aplicación de instrumentos e incentivos económicos para la gestión ambiental. Hasta ahí se ha llegado por ahora.

Otro aspecto importante de la política ambiental en México es el de la descentralización de su aplicación a las entidades federativas, a que antes se hizo alusión. Ello supone, desde luego, mejoras a la legislación ambiental de cada entidad, pero también la creación de capacidad técnica de evaluación y de administración ambientales a nivel de estados y municipios. En las reformas a la ley vigente se prevé fortalecer la descentralización, pero, como el deterioro ambiental no reconoce fronteras entre entidades ni entre municipios, será preciso que la Secretaría de Medio Ambiente identifique zonas y subzonas críticas en que se susciten o registren graves problemas ambientales en que sea necesario poner de acuerdo a dos o más entidades federativas, a sus respectivas autoridades municipales y a las empresas paraestatales con mayor ingerencia en los problemas básicos del ambiente, como Pemex y la Comisión Federal de Electricidad, contando además con la cooperación de secretarías de estado en sus respectivas jurisdicciones, para concertar programas eficaces de mejoramiento ambiental.

En lo internacional, donde la problemática ambiental pueda trascender las fronteras, es obvio también que se necesita de la cooperación de diversas entidades federales y locales de los países respectivos, así como de grupos empresariales. La Comisión de Cooperación Ambiental del Tratado de Libre Comercio de América del Norte constituye

también una instancia de posible cooperación en asuntos ambientales que se le planteen. Finalmente, México, como país miembros de la OCDE, tendrá que aceptar las evaluaciones de su política ambiental que ese organismo deba hacer en forma periódica.

5. BREVES CONCLUSIONES

1. La política ambiental de México, iniciada con bastante rezago como asunto de importancia nacional, no se ha podido definir todavía en todos sus alcances. Tanto la protección de la naturaleza como el combate a la contaminación industrial y municipal requieren mayor prioridad en el quehacer nacional, por parte del sector público y del privado y entre la sociedad civil. La política ambiental requerirá de mayores recursos reales, lo mismo financieros que humanos e institucionales.
2. Un tema central en la política ambiental deberá ser el papel de los energéticos, en sus calidades y en sus diversos usos, y en las modalidades de su producción y distribución. Pese a los recursos energéticos con que se cuenta, deberán evaluarse las posibilidades de alternativas energéticas no contaminantes, reestructurarse los servicios de transporte urbano e interurbano, incrementarse los programas y los esfuerzos para ahorrar energía, y valorarse el empleo de equipos y procesos menos contaminantes.
3. El uso dispendioso del agua tendrá que revisarse introduciendo los aspectos ambientales, complementado por programas y acciones para corregir y evitar la contaminación de las cuencas hídricas, los mantos freáticos y los recursos hidráulicos de superficie, los costeros y los marinos.
4. La política económico-financiera y la de desarrollo deberán incorporar instrumentos que fortalezcan la política ambiental, entre ellos el empleo de instrumentos e incentivos para inducir buena gestión ambiental en empresas, instituciones y hogares, en forma complementaria al sistema de normas y la aplicación de disposiciones regulatorias hasta ahora vigente.
5. La política ambiental deberá abarcar los aspectos necesarios en los campos de la educación, la capacitación, la investigación tecnológica y socioeconómica, la salud y la comunicación. Será necesaria una coordinación de la política ambiental a mediano y a largo plazo al más alto nivel del sector público, y se deberán articular mecanismos de consulta y cooperación con el sector empresarial, el académico y el de la sociedad civil.
6. Deberán sentarse las bases de lo que a largo plazo pueda ser una estrategia de desarrollo sustentable en los términos amplios de este concepto, con el necesario

aval de la sociedad. La política ambiental no es sino un elemento componente del desarrollo sustentable, que abarca, como se puso en evidencia en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Medio Ambiente y Desarrollo de 1992, una diversidad de aspectos sociales y éticos.

6. REFERENCIAS:

1. Barde, Jean-Philippe (1994), *Economic Instruments in Environmental Policy: Lessons from the OECD Experience and their Relevance to Developing Countries*, Technical Papers N° 12, OECD Development Centre, París.
2. Belaustiguigoitia Rius, Juan Carlos (1992), "Equilibrio entre comando/control e instrumentos económicos: políticas en México", en SEDESOL-INE, Los instrumentos económicos aplicados al medio ambiente, Series Monográficas, # 2, México.
3. Antonio Yúnez-Naude, compilador (1994), "Algunas consideraciones sobre el uso de instrumentos económicos en la política ambiental", *Medio ambiente: problemas y soluciones, México*, El Colegio de México, pp. 101-110.
4. Carmona, María del Carmen (1991), *Derecho ecológico*, Instituto de Investigaciones Jurídicas, Universidad Nacional Autónoma de México, México
5. CNUMAD (1992), *Conferencia de las Naciones Unidas sobre Medio Ambiente y Desarrollo*, Agenda 21: el Programa de Acción de Río, Naciones Unidas, Nueva York.
6. Comisión Mundial del Medio Ambiente y el Desarrollo (1987) (Comisión Brundtland), *Nuestro futuro común*, Madrid, Alianza Editorial.
7. Departamento del Distrito Federal (1996), *Programa para mejorar la calidad del aire en el Valle de México 1995-2000*, Departamento del Distrito Federal, Gobierno del Estado de México, Secretaría de Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca, Secretaría de Salud, México, marzo.
8. Mercado, Alfonso, Lilia Domínguez y Oscar Fernández (1995), "Contaminación industrial en la zona metropolitana de la Ciudad de México", *Comercio Exterior*, Vol. 45, # 10, octubre, pp. 766-774.
9. OCDE (1989), *Economic Instruments for Environmental Protection*, París.

10. (1992), *Economic Instruments for Environmental Management in Developing Countries*, OECD Development Centre, París.
11. (1993), *Taxation and the Environment: Complementary Policies*, París.
12. (1994), *Applying Economic Instruments to Environmental Policies in OECD and Dynamic Non-Member Economies*, París.
13. O'Connor, David (1994), *Managing the Environment with Rapid Industrialisation: Lessons from the East Asian Experience*, OECD Development Centre Studies, París.
14. (1996), "La aplicación de instrumentos económicos en los países en vía de desarrollo: de la teoría a la implementación", en Alfonso Mercado, coordinador, *Instrumentos fiscales y financieros para un comportamiento empresarial favorable al ambiente en México*, El Colegio de México, de próxima publicación.
15. Panayotou, Theodore (1994), *Economic Instruments for Environmental Management and Sustainable Development*, Harvard Institute for International Development, Harvard University, Cambridge, Mass.
16. Repetto, Robert et al. (1992), *Green Fees: How a Tax Shift Can Work for the Environment and the Economy*, Washington, World Resources Institute.
17. Schmidheiny, Stephan (1992), *Cambiando el rumbo*, Consejo Empresarial para el Desarrollo Sostenible, México, Fondo de Cultura Económica.
18. Secretaría de Gobernación (1988), *Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente*, México.
19. SEDESOL-INE (1992), *Los instrumentos económicos aplicados al medio ambiente*, Secretaría de Desarrollo Social, Series Monográficas # 2, México.
20. (1992), *México: informe de la situación general en materia de equilibrio ecológico y protección del ambiente 1991-1992*
21. (1994), *México: Informe de la situación general en materia de equilibrio ecológico y protección del ambiente 1993-1994*, México.
22. SEDUE (1990), *Programa Nacional para la Protección del Medio Ambiente 1990-1994*, Secretaría de Desarrollo Urbano y Ecología, México.

ESTRATEGIA Y TECNOLOGÍAS PARA EL CONTROL ACTIVO DE LA CONTAMINACIÓN DEL AIRE: EL SISTEMA MONIQA.

Roberto Sozzi, Maurizio Favaron
Servizi Territorio -Cinisello Balsamo (MI),
Italy

RECEIVED

APR 15 1999

OSTI

1. INTRODUCCIÓN

El problema de la contaminación del aire es muy grave en todo el mundo y el ejemplo más conocido es la contaminación muy elevada de las grandes conurbaciones metropolitanas. Este es un problema real en todo el mundo y también en América Latina.

En el caso particular de América Latina, la contaminación atmosférica probablemente no es siempre el resultado de una industrialización elevada y salvaje (causa más típica en Europa y en el USA) o del rigor del clima que requiere consumos elevados de energía por la calefacción de las casas; probablemente este problema es la consecuencia de la presencia de grandes conurbaciones metropolitanas que provocan generalmente grandes problemas de contaminación a causa de la dificultad de tener bajo control las emisiones de contaminantes, asociados principalmente a las actividades industriales y al transporte privado. El origen de los problemas es entonces principalmente el tráfico de los automóviles y la producción de energía eléctrica que muchas veces, es generada cerca de las ciudades a causa de la morfología del territorio y de las notables distancias.

Que la contaminación existe, es evidente para todo el mundo. Es voluntad de todos contrastar en cualquier manera este problema a fin de bajar la contaminación atmosférica hasta a un nivel aceptable. Esta voluntad es normalmente expresada en los varios países por algunas leyes que:

- caracterizan lo que se entiende por contaminación atmosférica
- caracterizan los standard de la calidad del aire
- caracterizan las competencias por la concesión de permisos y por el control activo de la situación medio ambiental
- caracterizan las competencias y las normas de represión de las infracciones.

Un ejemplo es el **Decreto 948** (junio 5 de 1995) de la **República de Colombia**: *Reglamento de protección y control de la calidad del aire.*

La contaminación atmosférica es el resultado de la emisión en el aire de sustancias químicas de varios tipos consecuentes a las actividades humanas. A causa de tales emisiones, al suelo hay aumento de concentración de los contaminantes (cómo SO_2 , NO_x , CO etc.) respecto a los valores normalmente mensurables en lugares no influenciados por el fenómeno de la contaminación. *Es seguro que más grandes son las emisiones, más es la contaminación resultante.* Pero, a paridad de emisiones, se pueden obtener diferentes situaciones de contaminación según:

- las condiciones meteorológicas y micrometeorológicas locales,
- las emisiones de contaminantes atmosféricos.

Lo que emerge es que los problemas de la contaminación atmosférica son del todo muy complicados.

Lo que expresan todas las leyes ambientales de las diferentes naciones es superar la emergencia en cualquier manera e individualizar cómo permitir un armónico desarrollo económico sin crear problemas al medio ambiente. La solución es bajar las emisiones, pero antes o además de hacer esto, una manera puede ser:

- **conocer** la situación de la calidad del aire en el territorio de competencia con precisión. El conocimiento profundo del estado de la calidad del aire no puede ser obtenido solamente haciendo una investigación limitada en el tiempo; el conocimiento debe ser tal que permita un control en tiempo real de los niveles de concentración de los principales contaminantes en todo el territorio. Por consiguiente es necesario tener una red de monitoreo que permita el control de la contaminación en el tiempo con un número pequeño de puntos donde se proporcionan las mediciones de la concentración de los contaminantes y un instrumento de elaboración (basado sobre la red de monitoreo) que permita de "interpolar" sobre todo el territorio de interés.
- **comprender** las razones que determinan los niveles de concentración al suelo de los diferentes contaminantes medidos por la red de monitoreo y su evolución espacio-temporal. Entender estas razones significa estudiar la física de la dispersión de los contaminantes en el aire. Estudiar esto significa llevar al grado de modelar y saber con precisión los límites más allá del donde no es posible ir en su descripción basada sobre lo que la física, la química y la matemática ponen a disposición. Cómo se ve, la fase de comprensión del fenómeno no puede ser separada de la fase del conocimiento y sólo la integración de las dos resulta un instrumento poderoso y eficaz en respuesta a lo que las leyes piden.

controlar la contaminación del aire, es decir explotar las actividades de investigación para realizar sistemas capaces no sólo de medir los niveles de

contaminación que se determinen en el tiempo y en el espacio (las redes normales de monitoreo), pero también de practicar una función activa en el control de la contaminación. Estos sistemas (*Decisión Support Systems*) consienten obtener una *pintura* en tiempo real, a partir de las medidas puntuales de una red de monitoreo química y meteorológica y del conocimiento de las fuentes de contaminación. Este cuadro es suficiente para reconstruir la fotografía completa de la contaminación, para evidenciar las razones físicas de las situaciones de contaminación seria y para verificar (por medio de las simulaciones numéricas) si las políticas de saneamiento ambiental propuestas son verdaderamente eficaces. El control de calidad del aire, en este sentido, permite, por lo tanto, también el desarrollo de proyectos de planificación ambiental y es una ayuda operativa en este trabajo.

Sintéticamente, la política de control de la contaminación aquí delineada puede ser indicada como la política del C³ (*Conocer, Comprender y Controlar*)

2. EL CONOCIMIENTO DE LA CONTAMINACIÓN ATMOSFÉRICA.

Tradicionalmente, el conocimiento de la contaminación atmosférica pasa a través de la caracterización de las emisiones y de las inmisiones. Algunas veces en las leyes esto es indicado claramente como en el caso de la ley 948 de Colombia.

En síntesis se necesita conocer:

- una de las causas posibles de contaminación (las emisiones precisamente)
- y las consecuencias de tales emisiones (las inmisiones, es decir las concentraciones de los contaminantes, en particular al suelo).

El primer elemento del conocimiento es el censo de las fuentes de contaminación. Esta actividad es de importancia principal y no es de realización simple, como lo demuestran las actividades desarrolladas en todo el mundo. El problema principal es la dificultad para encontrar la información necesaria y para comprobar si es razonable y actualizada. En el caso de América Latina, dado que el tráfico de los automóviles puede ser la fuente de contaminación más importante, ésta actividad es todavía más compleja. En cada realidad territorial se necesita individualizar, en la práctica, todas las fuentes, así clasificadas:

- *fuentes puntuales* (chimeneas)
- *áreas fuentes* (emisiones difusas en áreas del territorio, como en el caso de minas o fuegos)
- *fuentes lineales* (emisiones distribuidas en líneas, como puede ser esquematizado el tráfico de los automóviles).

Para cada fuente, deben ser conocidos los elementos siguientes:

- la localización geográfica
- la denominación
- las características geométricas
- las características físicas
- las emisiones de los principales contaminantes (SO₂, NO_x, CO, etc.)
- y la variación temporal de las emisiones.

Cómo se pueda hacer un censo de las fuentes de contaminación, es un problema que no tiene una solución única, mas depende de la información disponible. No es un problema, normalmente, conocer donde están las fuentes y cuales son los contaminantes emitidos: el problema es individualizar las emisiones nominales y su variación temporal. Raramente se puede conseguir esta información experimentalmente para todas las fuentes de un territorio, por lo tanto se necesita establecer una metodología "indirecta" de estimación fundada sobre los "emission factors", es decir factores numéricos los cuales caracterizan muchas clases de fuentes de contaminación. Un ejemplo es el típico factor de emisión de los principales contaminantes de una planta termoeléctrica expresado como gramos cada segundo de SO₂ (o NO_x, ect.) que se emiten cuando se quema una unidad de combustible. Esta metodología no es estándar y necesita de mucha experiencia.

Lo que me gusta recalcar, pero, es que toda la información es útil para el fin del control de la contaminación del aire sólo si:

- es constantemente actualizada,
- es disponibles para quienes estudian y controlan la contaminación del aire
- es útil para hacer simulaciones que necesitan para sanar la calidad del aire.

Para abreviar, la condición necesaria pero no suficiente por que esto suceda es que *todos estos datos constituyen una Base de Datos numéricos, integrada en una Base de Datos Cartográficos.*

El conocimiento de las fuentes es uno de los elementos esenciales para la utilización de los modelos matemáticos de simulación de la dispersión de contaminantes en atmósfera, pero no el único. Para saber cómo serán las concentraciones al suelo, se necesita saber cuantos contaminates se emiten y cómo, pero también cómo el aire transporta y diluye los contaminantes y cómo reaccionan. Es entonces esencial **un conocimiento detallado de las características meteorológicas a escala local y a mesoescala.** Más allá de las normales observaciones meteorológicas disponibles, es necesario conocer el estado de la turbulencia atmosférica, lo que encontró progreso con los nuevos equipos meteorológicos (cómo el anemómetro ultrasónico) y con un Procesamiento oportuno de los datos. También si se tienen emisiones iguales, situaciones diferentes de la turbulencia atmosférica traen evoluciones espaciales muy diferentes de concentraciones al suelo.

El último elemento conocitivo es la evolución espacio-temporal de la distribución de la concentración al suelo de los contaminantes. Normalmente las leyes prevén *standards* (valores de comparación para caracterizar la calidad del aire de un territorio en manera compacta) y niveles de atención, de alerta o de alarma. Los *standards* y los niveles de atención, alerta y alarma son referidos a cada punto del territorio, no sólo a los puntos de medición de la red de monitoreo. Este es cierto para la legislación europea y también para el decreto 948 de Colombia y probablemente también para otras leyes parecidas de América Latina. Es importante recordar que una red de monitoreo convencional (cómo la de la Ciudad de México, por ejemplo) por sí sola es en grado de pintar la evolución de la contaminación solo en los puntos de mediciones. La interpolación sobre todo el territorio no es simple y tampoco siempre posible. A menudo las redes de monitoreo se han instalado sin tener en cuenta un conocimiento profundo de cómo es la emisión y la dispersión de los contaminantes y no es raro que algunas redes de monitoreo no tengan puntos de medición donde la contaminación es mayor. Se ve muy bien que la manera mejor para dar cuenta de esta política conocitiva es el de realizar un sistema *software* que permita congregar, coleccionar y organizar en un sólo punto

- la información de la red de monitoreo de la calidad del aire
- la información de las estaciones meteorológicas
- la información de la Base de Datos cartográficos
- y la información de la Base de Datos de las fuentes de emisiones

para reconstruir, de manera suficientemente realista, en cada punto del territorio y con la ayuda de modelos de simulación, el estado de la calidad del aire y para entender las causas de cada situaciones anómalas.

3. LA COMPRESIÓN DE LOS FENÓMENOS DEL TRANSPORTE Y DE LA DISPERSIÓN DE LOS CONTAMINANTES EN EL AIRE.

El trabajo de estudio y de investigación de la contaminación atmosférica desarrollado durante las décadas pasadas en todo el mundo (en particular en U.S.A., en Dinamarca y en Holanda) llegó a las conclusiones siguientes:

- no es posible un control eficaz de la contaminación atmosférica sin ayuda de los modelos matemáticos de dispersión de los contaminantes en el aire;
- la modelación de la dispersión de los contaminantes en aire pasa inicialmente por la reconstrucción de las características meteorológicas promedias del aire (temperatura, humedad y viento) y de las características de la turbulencia de la parte baja de la atmósfera (PBL o Capa Límite Planetaria) y sólo después en la reconstrucción de la

dispersión de los contaminantes (evidentemente ésta es una simplificación que representa un compromiso bastante bueno entre la simplicidad de simulación y el realismo de predicción);

- normalmente la reconstrucción micrometeorológica de la atmósfera es más crítica de la simulación de la dispersión de los contaminantes; a tal propósito se necesita hacer mucho trabajo preliminar para coleccionar datos por medio de campañas experimentales e individualizar los métodos más idóneos para el territorio en examen. Efectivamente se sabe que es mucho más complejo reconstruir la micrometeorología en las zonas costeras y montañosas, respecto a la situación que se encuentra cuando el territorio es plano. Un ejemplo del esfuerzo experimental hecho en Latinoamérica (no el único por fortuna) es lo que se efectuó en la Ciudad de México por el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE-Cuernavaca, Morelos) y por la compañía Servizi Territorio (Cinisello Balsamo, Italy), inicialmente con recursos de la U.E. y después con la contribución directa del Distrito Federal;
- frecuentemente es conveniente dedicar los recursos disponibles (a menudo insuficiente) a la adquisición de modelos ya desarrollados, en lugar de los reconstruir, dado que son largos los tiempos de desarrollo y sobre todo de convalidación de los modelos desarrollados "ad hoc".

Además de estas observaciones, la condición necesaria para que este esfuerzo lleva resultados duraderos, es que el trabajo sobre el conocimiento de la contaminación atmosférica sea hecho con fuerzas locales. Cada país tiene sus propios problemas y sus propias características y se necesita poder disponer de una propia estructura al grado de trabajar en autonomía. Sin embargo, para aprovechar los resultados obtenidos en otras naciones (U.S.A. y Europa) y para conseguir una adquisición rápida de las competencias necesarias, si no son inmediatamente disponibles, es conveniente usar asesores extranjeros, a condición de que ellos

- hagan un trabajo de investigación común, juntos con los investigadores locales,
- empiecen la construcción de estructuras locales capaces continuar el trabajo con sus propias fuerzas.

Prácticamente, es deseable que cada nación aproveche del conocimiento poseído por las otras naciones y que los asesores extranjeros realicen verdaderamente una transferencia tecnológica (si es necesaria y útil).

En fin, la realización de laboratorios informáticos que

- sean integrados o fuertemente conectados con los sistemas que recogen y salvaguardan la información del territorio (cartografía, emisiones, meteorología y red de monitoreo)

- hagan más simple el empleo de modelos también complejos
- sean dotados de buena capacidad gráfica

harán más simple el empleo de tales modelos de simulación y consentirán su empleo no sólo para propósitos de investigación si no también para la planificación del territorio y para el saneamiento del medio ambiente.

El surtido de los modelos de dispersión es muy amplio y es posible hacer algunas consideraciones:

- el US-EPA hace disponibles (y gratuitos) modelos de media y elevada complejidad, fácilmente utilizables tan en trabajos de investigación que en actividad de planificación. Los que son más conocidos y usados son:

ISC3, modelo gaussiano estacionario convencional (usado en planificación)

AERMOD, modelo estacionario híbrido (usado también en planificación y preferible a ISC3)

CALINE3, modelo gaussiano estacionario para el tráfico de los automóviles (usado en planificación)

CTDMPLUS, modelo estacionario híbrido para lugares con orografía compleja (usado en planificación)

CALPUFF, modelo dinámico gaussiano a *puff* (usado en planificación y en investigación en lugares con orografía compleja)

UAM, modelo dinámico euleriano a cerradura K que puede estudiar las reacciones fotoquímicas (usado en planificación y en investigación en lugares urbanos)

- otros tipos de modelos de dispersión de los contaminantes están disponibles en USA (también muy baratos) cómo

MGLAGPAR modelo Lagrangiano de partículas (usado en planificación y en investigación)

CALGRID, modelo dinámico euleriano a cerradura K que puede estudiar las reacciones fotoquímicas (usado en investigación in lugares urbanos)

- están también disponibles modelos europeos cómo

OML, modelo gaussiano estacionario no-tradicional (usado en planificación)

RIMPUFF modelo dinámico gaussiano a *puff* (usado en planificación y en investigación in lugares con orografía compleja)

- están disponibles otros modelos Lagrangianos de partículas (en Italia y en Australia), modelos que actualmente parecen insuperables en la descripción de la dispersión de contaminantes no fotoquímicos.

Las acciones operacionales recomendadas son:

- individualizar lo que necesita a la nación
- escoger los modelos dispersivos más idóneos entre los que el mercado y los investigadores ofrecen
- individualizar a los modelos meteorológicos más idóneos
- hacer estudios para verificar si los modelos elegidos (meteorológicos y de dispersión de contaminantes) son idóneos a explicar la realidad medida por las redes de monitoreo)
- realizar el ambiente informático para el fin de conseguir un laboratorio de modelos integrados con las Bases de Datos y las mediciones, fácil de emplear y rápido para satisfacer las demandas del control de la contaminación del aire
- realizar el grupo de expertos dedicados a este laboratorio.

De todo modo, lo más importante es que la investigación, sobre todo en la Universidad, sea activa y vea la micrometeorología y la dispersión de los contaminantes en el aire, así cómo la química física de la atmósfera, cómo temas de interés científico y no sólo cómo problemas ingenierísticos. Esta investigación es muy intensa en todo el mundo y es esperable que sea así también en Latino América (y también en Colombia).

4. CONTROL DE LA CONTAMINACIÓN DEL AIRE.

De cómo he dicho hasta aquí, el control activo de la calidad del aire consta de la integración de las medidas químicas (concentraciones) y meteorológicas a los modelos matemáticos de simulación de la dispersión de los contaminantes, a fin de

- analizar críticamente los eventos de contaminación
- verificar si las acciones de saneamiento son eficaces o no
- individualizar las mejores políticas de saneamiento de la calidad del aire
- individualizar las mejores opciones proyectuales para las nuevas instalaciones potencialmente contaminantes
- ayudar y aconsejar a las autoridades en la planificación del territorio
- localizar las responsabilidades.

No cabe duda que esto debe ser realizado por un grupo de investigadores expertos en el sector, establemente empleados en esta disciplina y constantemente enlazados directamente con los investigadores extranjeros. Pero las experiencias maduradas sobre todo en Europa llevan a la conclusión que un ambiente informático de soporte a este grupo de operadores, que integra medidas, modelos y gráficos (un DSS por supuesto, cómo lo que ahora he descrito sintéticamente) es de importancia vital para el trabajo del grupo de expertos en el control de la contaminación atmosférica. Los sistemas informáticos de Soporte de las Decisiones integran en un ambiente informático unificado la Base de Datos de las fuentes de emisiones, los archivos meteorológicos y de las concentraciones, los modelos meteorológicos y de dispersión, los sistemas cartográficos y las interfaces gráficas GUI, y permiten superar la dimensión episódica del estudio (dimensión estéril porque nunca capaz de seguir la evolución de un fenómeno y siempre con retraso respecto a la realidad en continua transformación), previendo por un lado un cuadro *real time* realista de las causas y de los efectos de la contaminación y por otro lado un ambiente de simulación para poner a prueba las políticas de planificación.

Mi compañía Servizi Territorio viene desarrollando, con una parcial contribución de la U.E. un Decision Support System con estas características. El nombre de tal DSS es MONIQA.

5. EL SISTEMA MONIQA.

Para confrontarse en manera eficaz con los problemas de la contaminación atmosférica se necesita Conocer, Comprender y Controlar la calidad del aire. Es un problema de Física, de Química, de Informática y no solo. Es un trabajo difícil, complejo y siempre necesita responder en manera veloz y realista a las preguntas de los proyectistas, de las autoridades y de la población. Por eso, un Decion Support System es una ayuda muy eficaz.

En su versión actual, MONIQA se compone de dos partes diferentes:

- la primera parte, que trabaja en *background*, tiene la función di adquirir, verificar y filtrar los datos de una red de monitoreo, para, después
 - obtener indicadores de síntesis
 - archivar los datos en un formato fácilmente accesible
 - reconstruir, desde las mediciones puntuales, los campos espaciales (meteorológicos y de concentración)
 - verificar la plausibilidad de las mediciones y, por consiguiente, la integridad de los equipos
 - realizar previsiones a corto termino (*nowcasting*)

- la segunda parte, que trabaja en *foreground*, dialoga en manera directa con los usuarios y se compone de algunas aplicaciones de uso fácil que permiten de:
 - visualizar el estado de la red y los resultados de la elaboración en background
 - analizar, con técnicas estadística y gráficas lo que significan los datos en archivos
 - estimar y poner en archivo los datos de las fuentes de emisiones
 - estimar, la contaminación del aire con modelos dispersivos.

A la base de las dos partes está una filosofía que se puede resumir así:

- cada elemento del sistema es un módulo que se presta a ser adaptado (o, si necesita, completamente reconstruido) a las condiciones y a los específicos problemas locales.
- cada módulo, si es posible, constituye un objeto autónomo que se aventaja si los demás están presentes.

Estos no son expedientes de marketing; estamos seguros de que un DSS para ser útil debe poder adaptarse a las leyes, costumbres y situaciones típicas de cada país. Por lo tanto debe ser flexible y adaptable. Analizando más en detalles las dos partes del sistema, se puede decir que

- la primera parte, que se llama **SORA**, es constituida por un sistema integrado (hardware y software), destinada a trabajar de manera no presidiada. SORA, a intervalos regulares, provee la adquisición de los datos (meteorológicos, químicos y de las emisiones *en tiempo real*). Estos datos son sometidos a verificaciones de plausibilidad y al termino de este control, si hay problemas, los datos son interpolados, si es posible. Con esta filosofía, SORA quiere llegar a la máxima disponibilidad de datos.

Este sistema es el "front end" de la red de monitoreo de los contaminantes atmosféricos y de la red micrometeorológica (que debe existir) y, si es posible, del sistema de monitoreo de las emisiones de las fuentes principales.

- por lo que atañe las aplicaciones de la segunda parte del sistema, ellas son:

SORA/CLIENT. Se encarga de visualizar, si el usuario lo quiere, lo que produce SORA. Estas elaboraciones se refieren a el estado de la red de monitoreo y a los datos adquiridos o estimados. Las funciones de representación se refieren a:

- la visualización de los estados y de los datos
- la presentación de la evolución temporal de las mediciones

- la visualización de mapas de concentración.

De todos modos, las medidas que se presentan pueden ser arregladas en base a las mediciones de la red de monitoreo.

SCOR_BE Es especializado en

- la realización y manejo del archivo de las fuentes de emisiones
- la realización y manejo de los datos cartográficos
- la visualización de las características de las redes de monitoreo (química y meteorológica)

ANA_BASI Es especializado en

- análisis estadístico de los datos meteorológicos
- análisis estadístico de los datos químicos
- análisis de la correlación entre concentraciones y meteorología
- la generación de los campos meteorológicos y químico fundados sobre lo que hay en los archivos obtenidos por las redes de monitoreo químico y meteorológico.

MIMO_LAB Es el laboratorio software de los modelos de la dispersión de los contaminantes y contiene los modelos siguientes:

- ISC3
- AERMOD
- CTDMPLUS
- CALINE3
- MESOPUFF II/ CALPUFF
- PARMOD

Esta actividad está ahora en curso y, juntos a la Servizi Territorio, trabajan dos grupos de expertos italianos los cuales hacen y deben hacer, cómo quiere la ley italiana, el control de dos "Provincias" (Brescia y Cremona) que tienen una extensión territorial más o menos igual al Estado de Morelos (en México).

El sistema MONIQA, en total, debería consentir un control activo de la calidad del aire en un territorio de interés, también en una ciudad, y debería permitir el uso del sistema para

- experimentar si las políticas de saneamiento ambiental es eficaz o no
- verificar la compatibilidad ambiental de nuevas instalaciones (es. plantas

INVENTARIO DE GASES INVERNADERO EN MÉXICO: IMPORTANCIA DEL SECTOR ELÉCTRICO

Claudia Sheinbaum Pardo
Instituto de Ingeniería, UNAM
México

RECEIVED

APR 15 1999

OSTI

1. PRESENTACIÓN

A partir de la Cumbre de la Tierra en Río de Janeiro en 1992, se establece un consenso internacional acerca de que las emisiones de gases efecto invernadero a la atmósfera pueden provocar un cambio en la temperatura de la atmósfera terrestre, con efectos catastróficos para diversas regiones del planeta. A partir de este año, se establecen compromisos de los países industrializados para disminuir las emisiones y se crea la Convención Marco de Cambio Climático Global que promueve el desarrollo de programas nacionales para responder al Cambio Climático Global. Uno de los acuerdos a los que México se compromete es a actualizar el inventario nacional de gases invernadero. Coordinado por el Instituto Nacional de Ecología y con apoyo del programa de Estudios de País del gobierno de los Estados Unidos se realiza en México el Inventario Nacional de Gases Efecto Invernadero (INGEI, Gay y Ruíz, 1997).

El Instituto de Ingeniería de la UNAM, participó en la elaboración del INGEI en lo referente a las emisiones de gases invernadero debidas al uso de la energía y de acuerdo a la metodología "bottom-up" (IPCC, 1995). Este esfuerzo tuvo como base informática los balances de energía de la Secretaría de Energía (SE, 1994), estudios diversos sobre usos finales de la energía que ha desarrollado el Grupo de Energía y Ambiente del Instituto de Ingeniería de la UNAM, factores de emisión del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC, 1995) y del Instituto Mexicano de Petróleo (Gasca et al., 1995).

En este trabajo se presentan los principales resultados de este trabajo para los años de 1987 a 1993, poniendo énfasis en las emisiones debidas a la generación de electricidad y para los siguientes gases de efecto invernadero: Dióxido de carbono (CO₂), Monóxido de carbono (CO), Oxidos de nitrógeno (NO_x), y Metano (CH₄). Asimismo se presenta una comparación entre México y otros países de Latinoamérica basado en estadísticas de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE, 1992).

2. METODOLOGÍA

Existen diversos métodos para calcular las emisiones de gases contaminantes de un país, debidas al uso de la energía. Dos de las más conocidas son las denominadas "de arriba hacia abajo" (*top-down*) y "de abajo hacia arriba" (*bottom-up*). La primera

metodología consiste en calcular las emisiones con base en la oferta de energía y la demanda sectorial. La segunda consiste en evaluar el consumo de energía y sus emisiones de acuerdo a la demanda desagregada por sector y uso final. El inventario que a continuación se presenta fue calculado de acuerdo a la metodología "de abajo hacia arriba". En ambos casos, las emisiones totales "ET" están dadas por la suma para todos los sectores "i" del producto de un factor de emisión "F" para cada combustible "j" por el consumo de dicho combustible "E".

$$ET = \sum_i \sum_j F_{ij} * E_{ij} \quad (1)$$

Las emisiones debidas al uso de la energía eléctrica pueden calcularse utilizando ambas vías. La metodología "de abajo hacia arriba" es particularmente útil cuando se trata de calcular las emisiones de un sector específico (i.e., emisiones debidas al uso de la energía en el sector residencial). En este caso se estima un factor de emisión por kWh generado, que considera el peso relativo de las diversas fuentes de generación de electricidad y la energía eléctrica consumida.

Sin embargo, cuando se estudian las emisiones para todos los sectores del consumo de la energía, es conveniente calcular las emisiones debidas a la demanda eléctrica desde la propia generación. Esta es la metodología seguida para este trabajo, sin embargo, también se presenta la evolución de las emisiones por kWh generado, así como una comparación de este último con otros países de Latinoamérica.

3. PERFIL AGREGADO

Las actividades relacionadas con la producción y uso de la energía comercial, constituyen la contribución más importante a las emisiones de gases invernadero en México. Entre 1987 y 1993, estas emisiones crecieron 16%, llegando a cerca de 310 millones de toneladas de CO₂ y representando cerca del 2% de las emisiones mundiales.

Analizando las emisiones por fuente de energía final, se obtiene que el combustóleo, la gasolina y el gas natural son los principales contribuyentes de las emisiones de CO₂ (Figura 1) y la gasolina de las de CO, NO_x, y CH₄ (Figuras 2, 3 y 4).

Figura 1. Emisiones de CO₂ debidas al uso de energía comercial (por combustible)

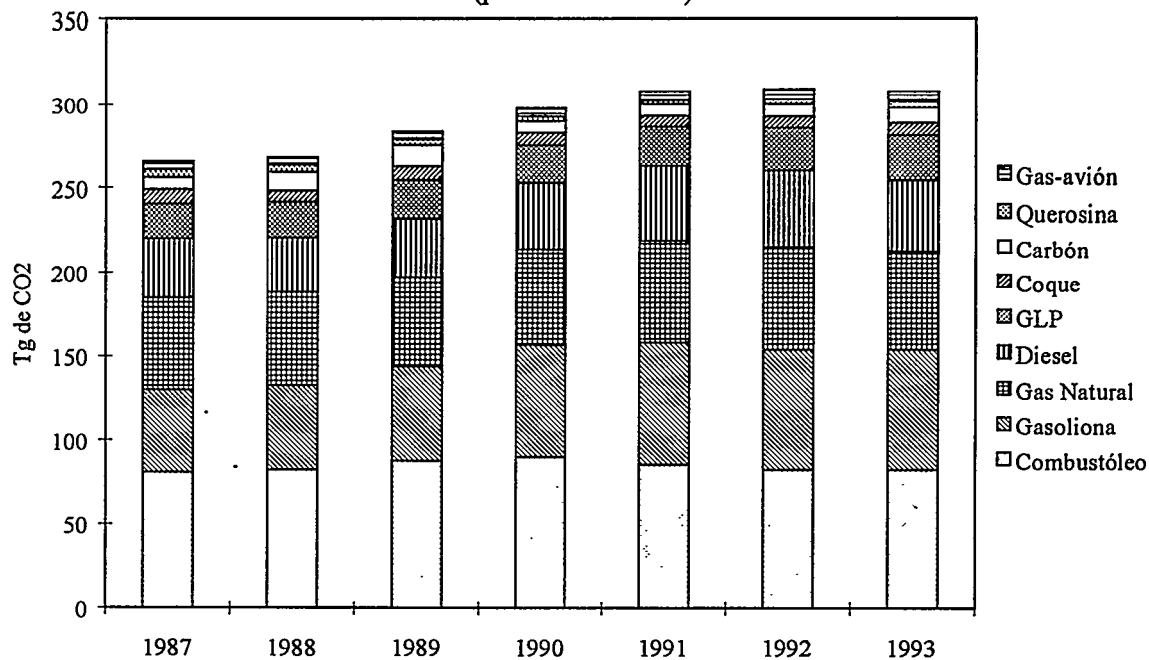


Figura 2. Emisiones de CO por combustible

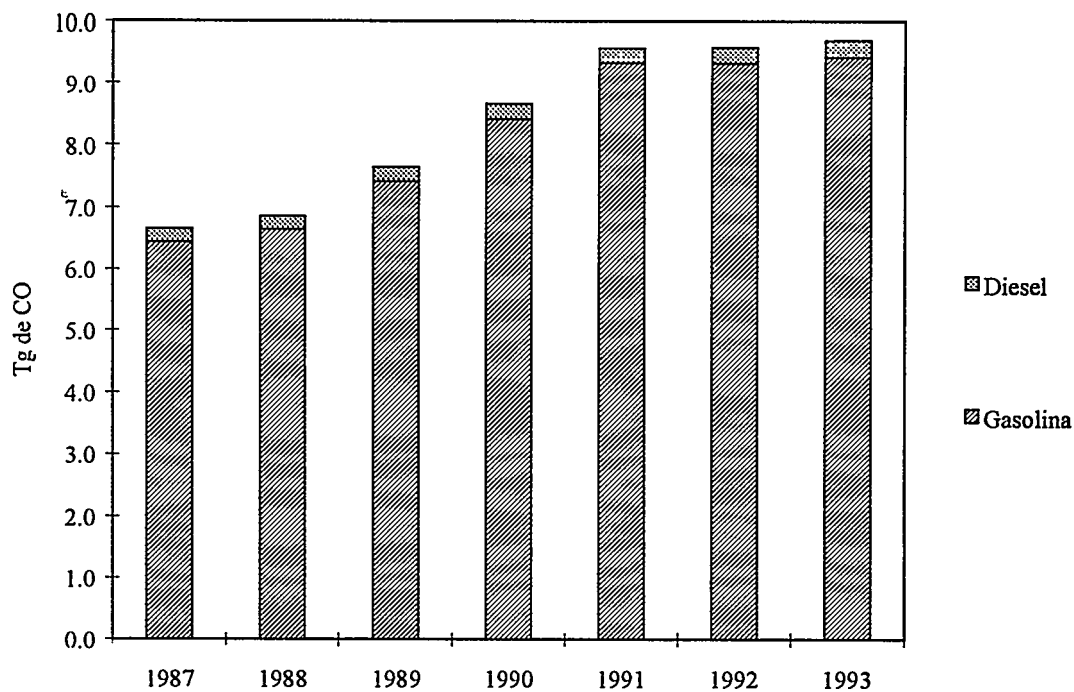


Figura 3. Emisiones de NOx por consumo de combustibles fósiles en México

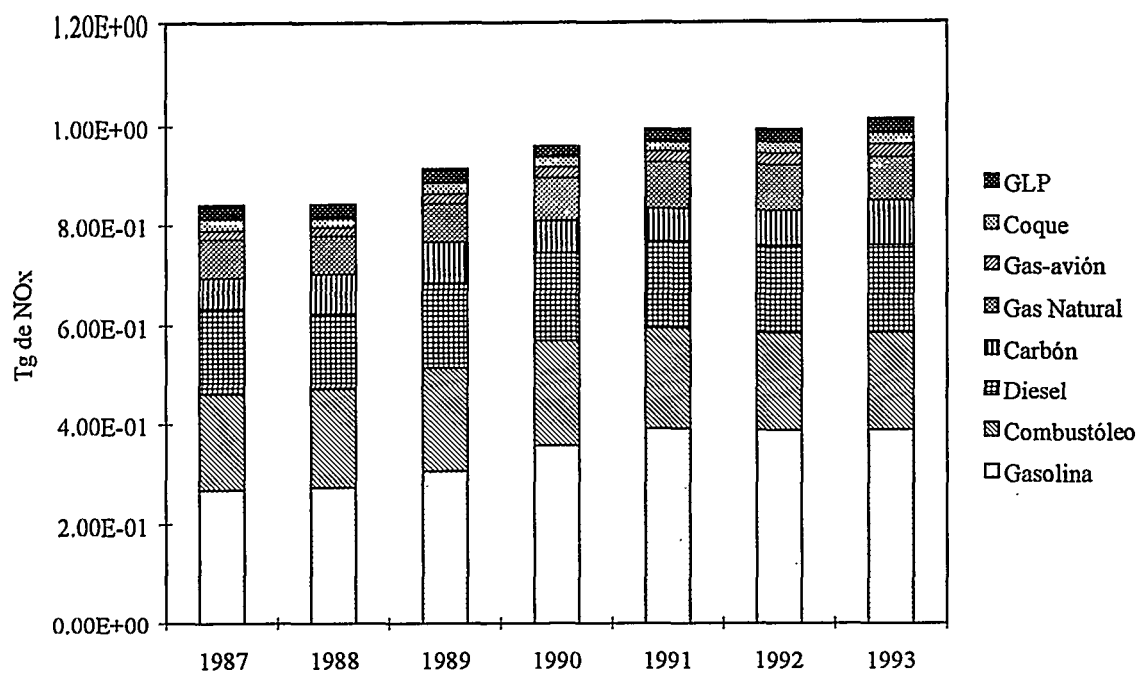
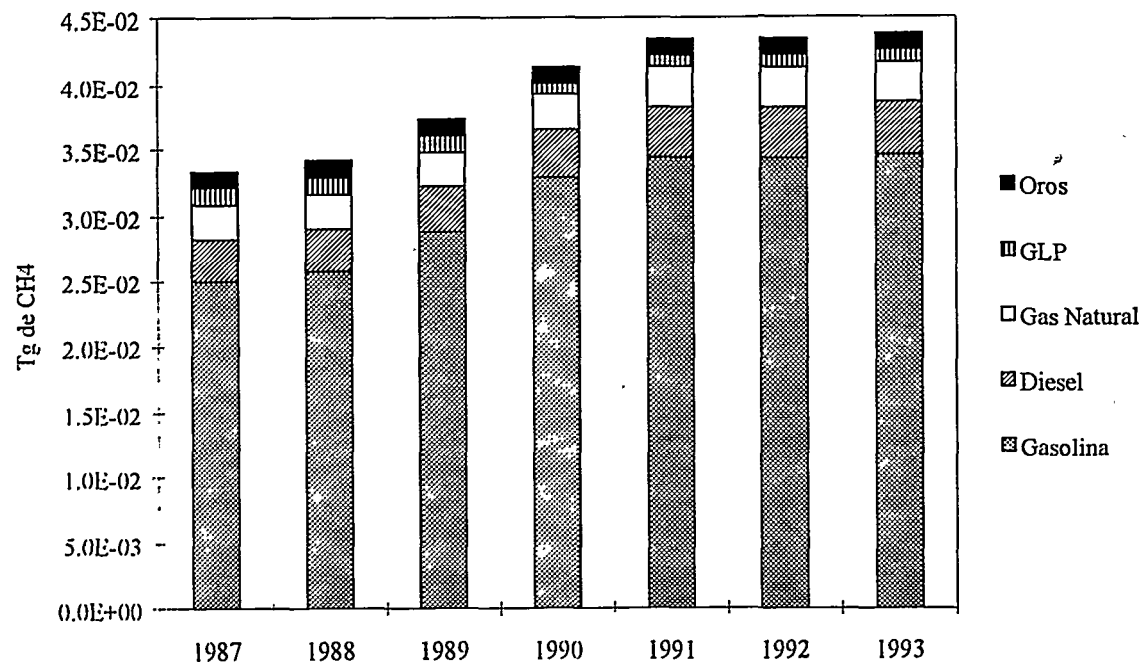


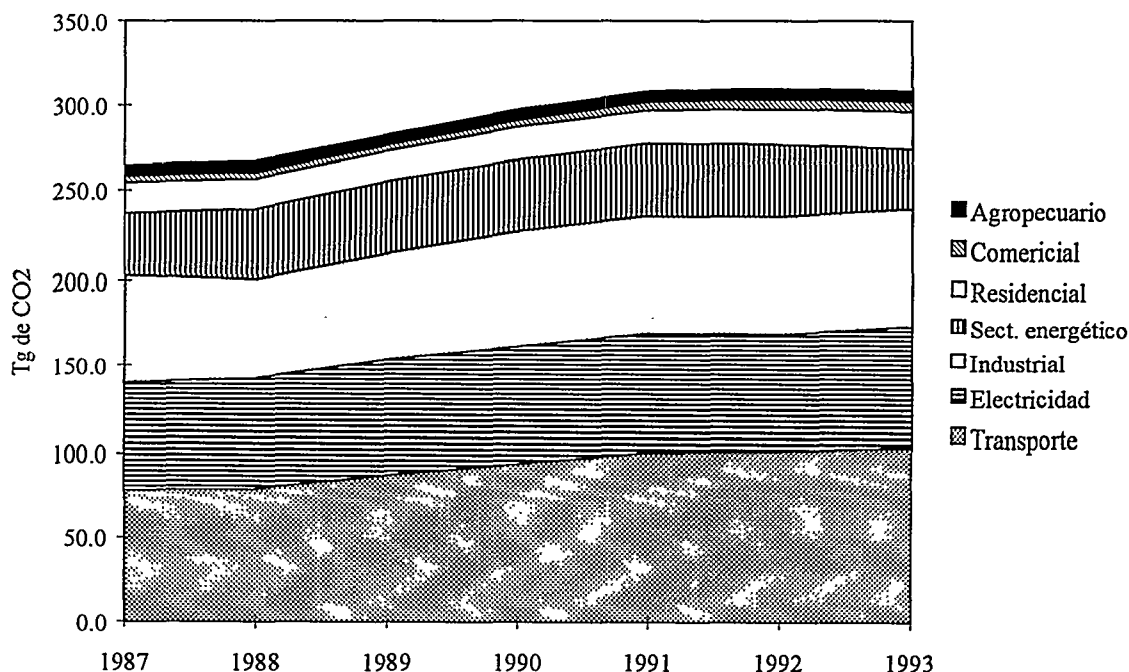
Figura 4. Emisiones de CH4 debidas al uso de combustibles fósiles en México



4. EMISIONES POR SECTOR

En relación a los sectores consumidores de energía, la contribución del sector transporte creció respecto a los demás, representando éste el de mayor emisión de CO₂, CO y NO_x, seguido por la generación eléctrica, el industrial, el sector energético y el residencial (Figura 5).

Figura 5. Emisiones de CO₂ debidas al uso de combustibles fósiles en México



El transporte en México es responsable de cerca del 40% del consumo nacional de energía final y es el emisor principal de gases invernadero. En 1993, este sector utilizó 1470 PJ, de los cuales más del 99% provenía de derivados del petróleo. Los combustibles más importantes son las gasolinas y el diesel. Los modos de transporte utilizados son marítimo, ferroviario, aéreo y el autotransporte. Este último representa más del 90% del uso final de energía del sector y es el que registró mayor crecimiento, seguido por el transporte aéreo.

El sector energético representa el consumo de energía de las compañías eléctricas y de PEMEX. En 1993, este consumo fue de 586.5 PJ. Con excepción de la electricidad las fuentes de mayor importancia son el gas natural y el combustóleo. Entre 1990 y 1993, este sector registró una disminución en el uso de la energía de 15% (78 PJ). Las razones del decremento pueden atribuirse a acciones de mantenimiento de las plantas de

PEMEX y CFE ocurridas principalmente en el año de 1993 (PEMEX 1993, CFE 1992). Las emisiones de CO₂ también registraron una caída del 17%, atribuida a un decremento de todos los energéticos con excepción de las querosinas.

El consumo de energía en el sector industrial mexicano creció cerca de 2.5% entre 1990 y 1993, llegando a 1247 PJ. Las emisiones de gases invernadero de todo el sector crecieron a una tasa menor que las del consumo de energía debido al incremento relativo del uso de gas natural sobre el combustóleo. Las ramas industriales que más contribuyeron fueron la siderurgia, petroquímica, azúcar, papel y celulosa, cemento, vidrio y química básica.

El sector residencial en México es responsable del 20% del consumo de energía final y alrededor del 10% de las emisiones totales de CO₂, sin contar la leña. Por su parte, el sector comercial representó en 1993 el 3% del consumo de energía final nacional. Las emisiones de CO₂ debidas al uso de la energía en este sector fueron las de mayor incremento. Entre 1990 y 1993, estas crecieron 42%. Este incremento se debió al aumento en el uso de GLP. Las emisiones de CO₂ por uso de GLP crecieron 110% (Figura 12). Este fenómeno corresponde al crecimiento económico del sector. El PIB comercial aumentó 10% en este periodo y particularmente, el valor agregado de la actividad de restaurantes y hoteles, consumidores fundamentales de GLP creció 11% durante el periodo.

En 1993, el sector agropecuario representó el 2.6% del consumo final de la energía nacional y el 2% de las emisiones totales de CO₂. La energía en el sector agropecuario tiene tres funciones principales, la preparación de la tierra para cultivo, el bombeo de agua y la actividad pecuaria. Los principales energéticos utilizados para estos usos son el diesel y en menor medida la querosina y el GLP.

La Tabla 1 muestra las emisiones de CO, NO_x y CH₄ para los diferentes sectores y para el año de 1993.

Tabla 1. Emisiones de CO, NO_x y CH₄ por sector (1993)

Sectores	CO (Tg)	NO _x (Tg)	CH ₄ (Tg)
Transporte	9.553E+00	5.629E-01	3.863E-02
Sector energético	1.885E-01	5.862E-02	1.580E-03
Industrial	2.095E-02	1.078E-01	1.648E-03
Residencial	3.548E-03	1.663E-02	4.015E-04
Comercial	1.041E-03	7.541E-03	1.100E-04
Agropecuario	1.127E-03	1.139E-02	1.193E-05

Fuente: Índices de emisión: (IPCC, 1995; IMP, 1995).

Consumo de energía: (SE, 1994)

5. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En 1993, CFE y LFC requirieron de una capacidad instalada de 29, 204 MW, para cubrir una demanda final de 103, 292 GWh a un factor de uso de cerca del 50% (CFE 1992, Sheinbaum et al. 1995). La producción de energía eléctrica es, después del transporte, el sector de mayor contribución a las emisiones de CO₂ en el país. Esto se debe a la importancia de los combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica.

Los gases invernadero emitidos durante la producción de electricidad están directamente relacionados con la fuente primaria que se utiliza. Entre 1987 y 1993, el recurso que mayor aumento registró fue el carbón (Figura 6), por lo que la emisión de CO₂ creció en cerca de 5%. Una situación similar ocurrió con los demás gases invernadero (Tabla 2).

Figura 6. Emisiones de CO₂ debidas a la generación de electricidad en México

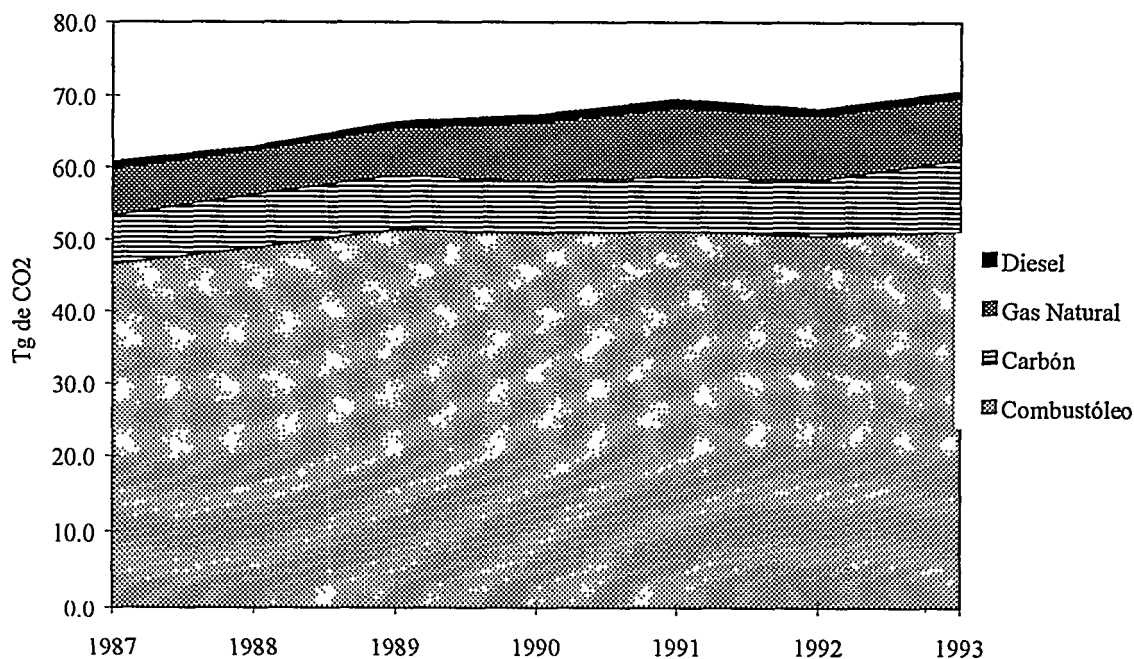


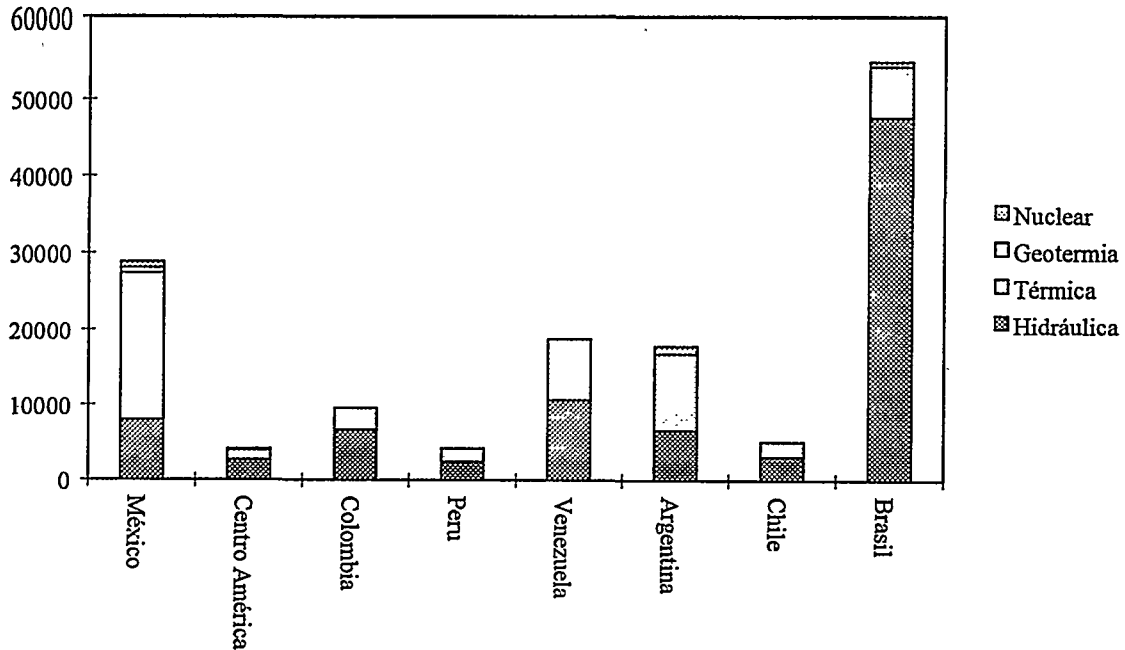
Tabla 2. Emisiones de CO, NO_x y CH₄ debidas a la generación de electricidad, (1993)

	CO (Tg)	NO _x (Tg)	CH ₄ (Tg)
Generación eléctrica	1.647E-02	2.513E-01	1.431E-03

Fuente: Indices de emisión (IPCC, 1995); Generación eléctrica (CFE, 1994)

Haciendo una comparación con la capacidad de generación de México con otros países de Latinoamérica, es claro que México es el país que mayor generación tiene por termoeléctricas de combustibles fósiles (Figura 7), lo que hace que las emisiones de gases invernadero debidas a la generación de electricidad sean mayores en nuestro país que en el resto de los países.

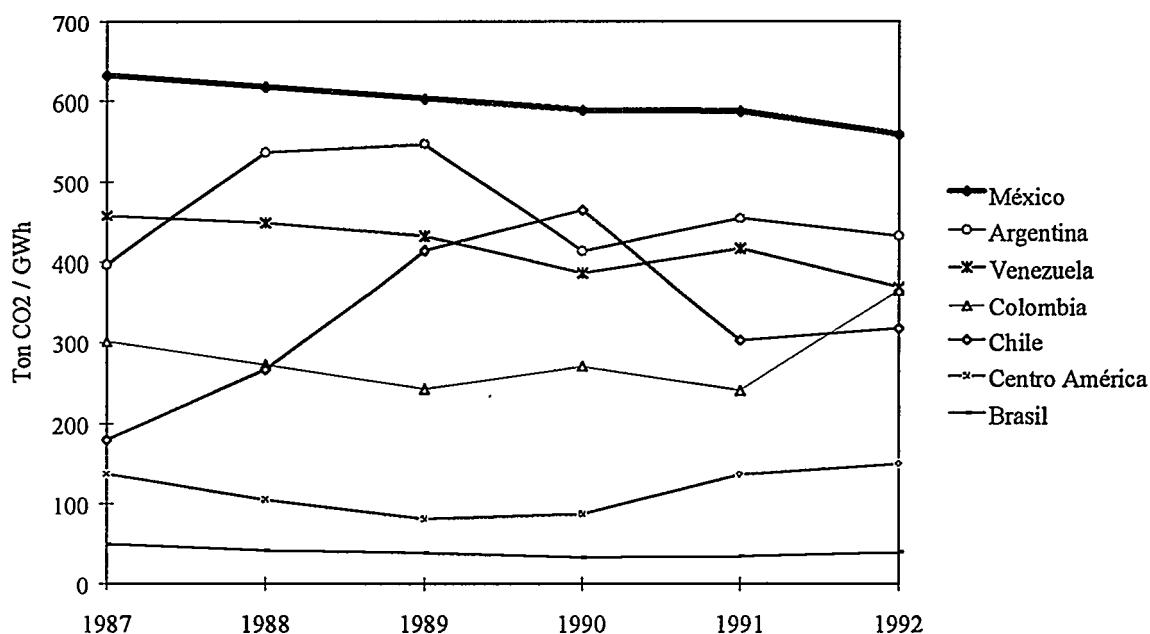
Figura 7. Capacidad Instalada para Generación Eléctrica (MW)
Algunos países de Latinoamérica (1992)



Fuente: OLADE, 1993

Esto se demuestra en la comparación del índice de emisión de bióxido de carbono por unidad de generación (Figura 8).

Figura 8. Índices de emisión de CO₂ por GWh generado



Fuente: México, cálculo propio; Otros países: Olade, 1993

6. CONCLUSIONES

Las actividades relacionadas con la producción y uso de la energía comercial, constituyen la contribución más importante a las emisiones de gases invernadero en México. Entre 1987 y 1993, estas emisiones crecieron 16%, llegando a cerca de 310 millones de toneladas de CO₂ y representando cerca del 2% de las emisiones mundiales.

La producción de energía eléctrica es, después del transporte, el sector de mayor contribución a las emisiones de CO₂ en el país. Esto se debe a la importancia de los combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica.

México, comparado con otros países de Latinoamérica es el país que basa la mayor parte de su generación en termoeléctricas de combustibles fósiles, lo que hace que las emisiones de gases invernadero debidas a la generación de electricidad sean mayores en nuestro país que en el resto de los países de Latinoamérica.

Para disminuir las emisiones debidas a la generación de electricidad existen dos vías: la sustitución de combustibles hacia fuentes renovables de energía y el ahorro y eficiencia energética en los usos finales de la electricidad.

TECNOLOGÍAS PARA EL MONITOREO DE LA CALIDAD DEL AIRE

Manuel Muriel
Instituto de Investigaciones Eléctricas
México

RECEIVED

APR 15 1999

U.S.T.

Resumen

Se presenta una revisión de las diferentes aplicaciones, principios de medición, sistemas, costos y selección de los equipos utilizados tanto en la medición de emisiones en la atmósfera.

1. INTRODUCCION

Existen diversos principios y sistemas de medición cuyo uso estará delimitado por el tipo de contaminante a medir, la aplicación en particular que se requiera y el costo. Todo esto implica, en la mayoría de los casos, un proceso de selección de las tecnologías disponibles para la medición y monitoreo de la calidad de aire, que no es obvio, y que por consecuencia, sino se realiza adecuadamente, puede resultar en el no cumplimiento de los objetivos establecidos y en mayores costos de operación y mantenimiento. El presente trabajo tiene como finalidad, dar un panorama general de las tecnologías para el monitoreo de la calidad del aire, su aplicación, los principios de medición, y sus costos, con el fin de seleccionar el sistema adecuado a los objetivos del monitoreo.

Lo primero que hay que tener en cuenta es el proceso que se debe seguir para la obtención de la tecnología adecuada a las circunstancias específicas. Este proceso se puede considerar de la siguiente manera: definir claramente el objetivo; establecer la aplicación que se requiere; seleccionar el principio y sistema de medición adecuados; realizar un análisis de costos comparativo; y seleccionar el sistema óptimo. Este se presenta en la figura 1.

La definición del objetivo estará ligada al tipo de proceso, sus emisiones a la atmósfera, y la normatividad vigente. En el caso de centrales termoeléctricas (CT) los contaminantes emitidos a la atmósfera y que están controlados por la normatividad ambiental son: dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x), partículas suspendidas totales (PST), y monóxido de carbono (CO). Por lo tanto, el objetivo para una CT, podrá ser determinar la concentración de éstos en las emisiones e inmisiones, con el fin de definir el impacto al ambiente producido por la operación continua del proceso y sus posibles modificaciones.

2. APLICACIONES

Las aplicaciones más comunes, en lo que se refiere a contaminación atmosférica producida por CTs, se puede clasificar como sigue:

Verificación eventual o temporal de emisiones:

- a) determinación de la concentración de emisiones contaminantes de acuerdo al programa establecido.
- b) cambio de combustible.
- c) modificación al sistema de control de la contaminación (quemadores, PES, lavadoras, etc.
- d) modificación y/o ampliación al sistema de operación (mantenimiento mayor, etc.)
- e) obtención de información para la calibración, verificación y validación de modelos de la dispersión atmosférica de contaminantes.
- f) afinación del sistema de combustión.
- g) establecer condiciones previas a la auditoría.

Verificación eventual o temporal de inmisiones:

- a) establecer la concentración de fondo antes de la construcción de una CT o de una modificación a ésta.
- b) establecer la necesidad de un monitoreo permanente.
- c) documentar la manifestación del impacto ambiental.
- d) otros (b, c, d, e y g)

Verificación Permanente de emisiones:

- a) determinación de las diferentes tasas de emisión como función del tiempo y condiciones de operación .
- b) cumplir con las normas ambientales.

Verificación Permanente de inmisiones:

- a) determinación continua de los diferentes escenarios de la contaminación en función de las diferentes condiciones meteorológicas y operacionales.
- b) cumplir con las normas ambientales.

Principios de medición

Los principios más comunes para la medición de los contaminantes producidos por CTs son:

cromatografía de iones, gravimetría, fotometría en fase gaseosa, fotometría en fase acuosa, potencimetría, paramagnetismo, nefelometría, nucleares y volumetría .

De acuerdo al contaminante en particular, algunos de los principios de medición son los siguientes:

CO infrarrojo no dispersivo
cromatografía de gases
volumetría (Orsat)

NO_x fotometría en el visible
Griess-Saltzman
ácido fenoldisulfónico
arsenito de sodio
luminiscencia química
potencimetría

MP gravimetría
atenuación de rayos beta
nefelometría

SO_x fotometría en el visible
TCM /pararosanilina
cloranilato de bario
torino
volumetría
titulación ácido base
torino
cromatografía de iones
fluorescencia en el UV

absorción diferencial (LIDAR)
potenciometría

O₂ volumetría (Orsat)
paramagnetismo

H₂O volumetría
gravimetría

Muestreo

Aunque la determinación de la concentración del contaminante, es el principal interés del sistema de monitoreo, el muestreo generalmente es tan importante como el análisis.

En el caso de los monitores ambientales hay que tener en cuenta además de la representatividad del sitio donde se va a medir, la accesibilidad, el sitio de máxima concentración, la disponibilidad de energía, la protección contra el clima y la seguridad. Las recomendaciones específicas para la colocación de la toma de muestra es también de importancia, por lo cual habrá que consultar la literatura apropiada, Romero y Muriel [1].

En la situación de la evaluación de emisiones, se requiere que a lo largo del diámetro de la sección donde se toma la muestra se tenga un flujo de gases estable y bien mezclado, para que el muestreo sea representativo. Sin embargo en la mayoría de los casos la velocidad y la concentración presentan una variación en espacio y tiempo, por lo tanto se deberán hacer varias mediciones y promediarlas para obtener el resultado deseado [2].

3. SISTEMAS DE MEDICIÓN

Con base en su forma de operación, los sistemas de medición se pueden dividir en manuales y automáticos. Los sistemas manuales generalmente implican tres etapas principalmente: muestreo, análisis y cálculo de resultados. La duración total del proceso fluctúa entre varias horas y dos días, por muestra o por sitio muestreado.

En el caso de los sistemas automáticos el proceso de toma de muestra, análisis y presentación de la concentración se lleva en forma continua e inmediata.

Si el sistema está acoplado a un sistema de adquisición de datos (SAD), se pueden manejar grandes cantidades de datos si la configuración es la adecuada y con la ayuda de programas específicos. Adicionalmente estos sistemas pueden conectarse vía telefónica, línea directa, radio o satélite, a una estación central o cualquier otro sitio,

lo cual permitirá una mayor versatilidad en la operación, manejo y uso de la información. Esto quiere decir que se podrá verificar en cualquier momento el estado de operación y calibración de los equipos, conocer la concentración casi instantáneamente y hacer correcciones o modificaciones en los sistemas de análisis. El número de personas requeridos para su operación es mínimo, aunque el mantenimiento requiere más tiempo y personal mas especializado (eje. instrumentistas, electrónicos, etc).

El uso de sistemas automáticos permite acoplar los sistemas de medición de emisiones e inmisiones en un sistema integral de medición de la calidad del aire (SIMCA).

Sistemas manuales para emisiones.

Normalmente estos sistemas constan de sonda, caja de filtro, tren de muestreo, medidor de flujo y bomba. Su construcción normalmente es de acero, teflón y vidrio de alto contenido de sílice. El principio de operación se basa en la toma de un volumen de muestra integral de los gases de emisión, la cual se mantiene a una temperatura por encima del punto de condensación del vapor de agua. La muestra después de pasar por un filtro, que detiene las partículas sólidas, se introduce al tren de muestreo, en donde una solución específica absorbe el compuesto de interés .

Su instalación y uso requiere únicamente de un puerto de muestreo, servicios y una plataforma para el personal de operación.

La aplicación consiste en tomar tres muestras representativas y promediar los resultados. Esto quiere decir que se obtendrá un solo valor por contaminante muestreado. Normalmente la medición se realiza a la máxima capacidad del proceso, de tal forma que obtenga la mayor cantidad posible de emisión. De valor obtenido se podrán estimar las tasas de emisión a diferentes condiciones de operación. Una prueba de este tipo puede tener una duración de uno a dos días.

Sistemas continuos para emisiones.

La estructura principal de los sistemas continuos para emisiones es: la sonda, el acondicionador de la muestra, los monitores, los gases de calibración, la bomba, el sistema de adquisición de datos y el sistema de procesamiento de datos. Existen diversos tipos de configuraciones dependiendo de la forma en que se toma la muestra, de la posición del sensor y del arreglo óptico del sistema de medición : toma de muestra:

- extracción total
- extracción diluida

posición del sensor

- puntual *in situ* con sensor en la sonda
- puntual *in situ* con sensor en el montaje electrónico

arreglo óptico

- barrido total de un paso
- barrido total de doble paso

La instalación de éstos sistemas es laborioso y requiere de una infraestructura específica y de personal especializado.

El principio de operación comprende las siguientes etapas: la muestra se extrae de la chimenea a través de la sonda; se filtra, se pasa por un eliminador de humedad, se conduce hacia el analizador; éste envía la señal de concentración al adquirente de datos, donde se almacena para su posterior recuperación con el sistema de procesamiento de datos. En operación normal no requiere de manipulación manual, excepto para la recuperación de datos. Sin embargo, el mantenimiento requerido, que debe ser programado cuidadosamente, es laborioso y requiere de una capacitación previa.

La información obtenida varía en función de la programación del SAD. Aunque se pueden obtener lecturas cada cinco minutos, normalmente los SAD se programan para obtener datos promedio cada hora. Por lo tanto la información generada, cubre todos los períodos de operación del proceso.

Sistemas manuales para inmisiones

Estos generalmente están compuestos de equipos muestreadores de gases o partículas, que tienen integrados programadores de tiempo y en algunos casos controles de temperaturas. El número de estos puede variar de acuerdo al diseño, la aplicación y los métodos de medición.

Los sistemas manuales generalmente tienen como ventaja que la instalación es relativamente sencilla, ya que no requieren de infraestructura costosa y laboriosa. Sin embargo el uso de mano de obra en la operación es intensivo ya que es necesario invertir mas tiempo en la preparación del sustrato

Tabla 1. Monitoreo de emisiones vs muestreo de chimenea.

MONITOREO CONTINUO	MUESTREO EN CHIMENEA
Una o varias muestras por año	Una muestra al menos cada 15 minutos
Limitación en el número de gases medidos	Se pueden medir varios gases
Indicación confiable de la emisión	Estimación de la emisión para el muestreo, en análisis de la muestra y en el procesamiento y análisis de la información.

La información que se obtiene, de éste tipo de sistemas, es un valor de concentración por cada 24 horas. Aunque en algunos casos puede emplearse por períodos mas cortos, esto no es aconsejable ya que el número de muestras a analizar en el laboratorio se multiplica enormemente, encareciendo y haciendo impráctico el estudio. Con este tipo de sistemas se puede observar la formación y desaparición de contaminantes en función de la hora del día pero se pueden evaluar los promedios diarios y estimar los promedios anuales.

Sistemas automáticos para inmisiones

La estructura de éstos sistemas se compone de varias estaciones, ubicadas en los lugares de mayor densidad de población o en los sitios donde la concentración es máxima. El número de estaciones varía de acuerdo al criterio de diseño, a la zona en particular, a los recursos y a las condiciones de los sitios, Muriel [3]. Cada estación está compuesta de lo siguiente: toma de muestra, analizador, calibrador, gas de referencia, SAD, bomba y descarga. El proceso de toma de muestra, análisis y obtención de la respuesta es igual al descrito para los sistemas automáticos para emisiones, por lo tanto cuentan con las mismas características de operación y manejo de información.

Estos sistemas permiten la evaluación detallada de los episodios de la contaminación en un lugar dado, por ejemplo comportamiento de los contaminantes fotoquímicos, variación de la concentración de los contaminantes de origen vehicular en las horas pico, etc.

5. ESPECIFICACIÓN DEL EQUIPO

Generalmente la información de los fabricantes es insuficiente ya que no incluye características como: estabilidad, sensibilidad, tiempo de retardo, tiempo de respuesta, respuesta a interferencias, requisitos de calibración, eficiencia de recolección, requisitos de calibración, mantenimiento y costos de operación.

En lo que se refiere a las especificaciones de monitores continuos, se puede asegurar un mínimo de calidad si se consulta la lista de equipos reconocidos por la EPA (ver tabla 2). Aparte del mínimo de especificaciones, puede haber ventajas, entre los mismos equipos reconocidos, tales como la misma operación, funciones, costos. Por lo tanto, todavía se requiere de una selección adecuada a la aplicación y circunstancia.

Tabla 2 Especificación de los equipos para monitoreo continuo^a

Parámetro	Unidades ^b	Dióxido De Azufre	Ozono	Monóxido de carbono	Dióxido de Nitrógeno
Escala	ppm	0-0.5	0-0.5	0-50	0-0.5
Ruido	ppm	0.005	0.005	0.50	0.005
Límite de detección inferior	ppm	0.01	0.01	1.0	0.01
Interferencia Individual	ppm	0.02	+0.02	+1.0	+0.02
Interferencia Total	ppm	0.06	0.06	1.5	0.04
Corrimiento del cero 12 y 24 h.	ppm	+0.02	+0.02	+1.0	+0.02
Corrimiento de la respuesta 20% LS ^c	%	+20.0	+20.0	+10.0	+20.0
Corrimiento de la respuesta 80% LS	%	+5.0	+5.0	+2.5	+5.0
Tiempo de retardo	min	20	20	10	20
Tiempo de ascenso	min	15	15	5	15
Tiempo de descenso	min	15	15	5	15
Precisión: 20% del LS	ppm	0.01	0.01	0.5	0.02
Precisión: 80% del LS	ppm	0.015	0.01	0.5	0.03

^a U.S. Environmental Protection Agency, CFR 40, parte 53.

^b $\mu\text{g}/\text{m}^3$ (25°C, 760 mmHg) = ppm x PM/0.2447 (PM = peso molecular)

^c Límite superior

6. COSTO

El costo estará sujeto a la aplicación específica, sin embargo, todavía hay una serie de variables que influyen en el costo final. Por lo tanto, una vez fijado el objetivo, el principio de medición y el sistema, se deberán analizar los elementos requeridos para obtener el SIMCA.

En el caso de un monitoreo temporal, que es muy similar a un monitoreo permanente, los elementos son:

- Diseño de la red.
- Instalación
- Muestreo
- Mantenimiento
- Análisis
- Procesamiento de datos

En la tabla 3 se presenta un ejemplo para medir PST y SO₂. El estudio consta de 30 muestras con 20 muestreadores y se supone que el estudio se realiza una vez al año. Los costos principales son:

Muestrador PST	\$ 1,300 USD
Muestrador SO ₂	\$ 1,500 USD
Filtros PST	\$ 1.00 USD

Tabla 3. Resumen del costo (usd) del monitoreo temporal

TIPO DE COSTO	PST	SO ₂
Capital	36,696	50,456
Operación y Manto.	33,491	38,071
Gasto Anual Promedio	40,830	48,162

Selección del sistema

El sistema óptimo no es el costo más bajo, sino aquél que permita una implantación efectiva, simple, flexible y actualizable, ya que se obtendrán el máximo de beneficios de los recursos empleados en los sub-sistemas de medición de la calidad del aire. La sencillez es deseable ya que mientras más complejo es el sistema se requerirán de recursos humanos más capacitados y de una mayor inversión de tiempo en mantenimiento. La flexibilidad permitirá que las dificultades normales sean resueltas con recursos propios o externos en un tiempo real.

Por último el requisito de actualización se debe tener en cuenta, ya que por un lado los sistemas de medición evolucionan continuamente, por lo que un sistema en vías de obsolescencia producirá un gasto mayor en el largo plazo; y por otro lado las tecnologías

nuevas disponibles deberán ser adaptables a los sistemas actuales, con el fin ganar eficiencia en la medición

7. REFERENCIAS

1. Romero B.I. y Muriel M., Criterios para la selección de los sitios de monitoreo de PST, NOx y SO2. *Instituto de Investigaciones Eléctricas*, 1990, IIE/12/2577/I 03/P.
2. Normal Oficial Mexicana, *Determinación de flujo de gas en un conducto utilizando un tubo Pitot*, NOM-AA-73 (1973).
3. Muriel M., Monitoreo Atmosférico, *Boletín IIE*, *Instituto de Investigaciones Eléctricas* marzo/abril (1993).

CONTROL DE EMISIONES GASEOSAS EN CENTRAL COSTANERA S.A. DE ARGENTINA

Edgardo Brabenec
Unidad de Negocios Central Costanera, S.A.
Argentina

RECEIVED
APR 15 1999
OSTI

DATOS GENERALES DE CENTRAL COSTANERA S.A.

Potencia instalada: 1.140 MW y 322 MW de ciclo combinado de C.B.A.

Participación en el mercado
eléctrico argentino:

11,2% de una generación total de 52.639 Gwh en el año
1993.
8,6% de una generación total de 60.269 Gwh en el año
1995.

Ubicación: Avda. España 3301, Capital Federal
Buenos Aires, Argentina
Te: 0054 1 307 3040
Fx: 0054 1 307 1547

1.1 Estructura societaria de Central Costanera S.A.

<u>Clase A</u>	<u>Clase B</u>	<u>Clase C</u>
Consorcio liderado por Endesa como operador	en Bolsa	Remanente de acciones del P.P.P. de Costanera
Endesa Argentina	Bolsa de Comercio de Buenos Aires	
Maipú Inversora (Pérez Companc)		
InterRio-Holding Establishment (Pérez Companc)	ADRs Portal	
Entergy		

1.3 Equipamiento de Central Costanera y CBA

DESCRIPCION DEL EQUIPO	GRUPO 1 A 4	GRUPO 6	GRUPO 7	CICLO COMBINADO	
				TV	TG
CALDERA Marca Producción de vapor Combustible Temp. de vapor sobrec. Presión de vapor Rendimiento	Internat. Comb. Ltd. 361 t/h Fuel Oil - Gas Natural 564°C 126.5 kg/cm ² 91% (FO)	Babcock (DBO) 1.064 t/h Fuel Oil - Gas Nat. 545°C 175.1 kg/cm ² 96.3% (FO)	Babcock (DBO) 1.000 t/h Fuel Oil - Gas Nat. 545°C 255 kg/cm ² 92.3% (FO)	Nooter / Eriksen 320 t/h 540°C 93 kg/cm ²	
TURBINA Marca Potencia nominal Caudal de agua de refrigeración Presión de vapor en el escape Número de etapas	BTH 120 MW 17.700 m ³ /h 28.5° de mmHg 3 con 6 extracciones	Hitachi 350 MW 46.000 m ³ /h 28.4° de mmHg 3 con 7 extracciones	LMZ 310 MW 46.000 m ³ /h 28.4° de mmHg 3 con 8 extracciones	BTH 106 MW 17.700 m ³ /h 28.4° de mmHg rend. c.comb. 52.5%	Siemens 216 MW temp. gases 556°C caud. aire 2.2mill m ³ /h rendim. 36%
GENERADOR Marca Potencia nominal Tensión nominal Refrigeración	BTH mod. ABT 150 MVA - cos fi: 0.80 13.8 kV - 50 Hz Hidrógeno	Hitachi 412 MVA-cos fi: 0.85 20 kV - 50 Hz Hidrógeno	Electrosila 364.7MVA-cosfi: 0,85 20 kV - 50 Hz Hidrógeno	BTH mod. ABT 150 MVA-cos fi: 0.80 13.8 kV - 50 Hz Hidrógeno	Siemens TLRI 115/41 257 MVA - cos fi: 0.85 15.75 kV - 50 Hz Aire
TRANSFORMADORES Transf. principal					

2. PRIVATIZACION DE CENTRAL COSTANERA S.A.

El Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, en el año 1992, en el pliego de Bases y Condiciones del llamado a Concurso Público Internacional para la venta de Central Costanera S.A., estableció los siguientes requerimientos de gestión ambiental que debía desarrollar la nueva empresa.

Cumplir dentro de los 6 (seis) meses de la toma de posesión de la Central con:

- 2.1 Un diagnóstico preliminar del relevamiento del sistema ambiental en área de emplazamiento de la misma y una evaluación de los impactos ambientales y potenciales durante el período de operación previsto.
- 2.2 La realización de un informe y ejecución de las medidas previstas para la adecuación de todas las instalaciones, procesos y sistemas de control ambiental según su diseño original y procedimiento operativo normal.
- 2.3 La instalación en cada una de las chimeneas, de las calderas principales, de un medidor de partículas sólidas y detectores automáticos, para determinar la concentración de dióxidos de azufre (SO₂) y óxido de nitrógeno (NO_x), continuos con registradores gráficos.
- 2.4 La operación de la planta en condiciones tales que los valores de emisión por chimenea cumplan con:

2.4.1 Centrales Turbovapor:

Utilizando Fuel Oil

Dióxido de azufre (SO₂) £ 1700 mg/Nm³
Material particulado (MP) £ 140 mg/Nm³
Óxidos de nitrógeno (NO_x) £ 600 mg/Nm³

Utilizando Gas Natural

Material particulado (MP) £ 6 mg/Nm²
Óxidos de nitrógeno (NO_x) £ 400 mg/Nm³

2.4.2 Centrales turbogas:

Utilizando gas natural

Material particulado (MP) £ 6 mg/Nm³
Óxidos de nitrógeno (NO_x) £ 200 mg/Nm³

Utilizando combustibles líquidos

Material particulado (MP) £ 20 mg/Nm³

Óxidos de nitrógeno (NOx) £ 200 mg/N

- 2.5 La instalación en la descarga de efluentes líquidos de la planta de Tratamiento de agua, de equipamiento necesario para la determinación automática y continua con registro gráfico de pH.
- 2.6 Central Costanera S.A. deberá cumplir con las Normas Nacionales y/o Municipales vigentes sobre descargas de efluentes líquidos, residuos sólidos, niveles admisibles para ruidos y vibraciones.

3. NORMAS, RESOLUCIONES E INSTRUMENTOS JURÍDICOS EN MATERIA AMBIENTAL.

Res. ex - S.E.E. N° 149/90: Aprueba el manual de gestión ambiental de Centrales Térmicas convencionales para generación de energía eléctrica.

Res. S.E. N° 15/92: Aprueba el manual de gestión ambiental del sistema de transporte eléctrico de extra alta tensión.

Res. S.E. 154/93: Establece condiciones ambientales a cumplir con los generadores de energía por vía térmica convencional, ya operando o a instalarse en el futuro.

Anexos Control Ambiental, de los pliegos de venta de las centrales, líneas de transporte y distribución, privatizadas según el régimen de la Ley 24.065.

Res. S.E. N° 342/93: Estructura de los planes de contingencia.

Ley N° 13660: Seguridad de las instalaciones de elaboración, transformación y almacenamiento de combustibles sólidos minerales, líquidos y gaseosos y un decreto reglamentario.

Ley N° 24.065: Marco Regulatorio Eléctrico.

4. ORGANISMOS ESTATALES ENCARGADOS DE LA SUPERVISION DEL CUMPLIMIENTO DE LAS NORMAS EN MATERIA AMBIENTAL.

4.1 Ente Nacional Regulador de Electricidad (E.N.R.E.)

- 1) Las funciones principales del E.N.R.E. son:

- Velar por los controles de contaminación ambiental y protección del medio ambiente en la construcción y operación de los sistemas de generación (Art. 56 - Ley 24.065).
- Aprobación cuadros tarifarios.
- Aprobar la realización de obras.
- Fijar y firmar condiciones de concesión.
- Prevenir conductas monopólicas.

2) Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente Humano.

ESTADO NACIONAL

SECRET. DE

GENERADORES

TRANSPORTISTAS

**COMPAÑÍA
ADMINISTRADORA
DEL MEM
(CAMMESA)**

DISTRIBUIDORES

5. **PLAN DE GESTION AMBIENTAL (P.G.A.)**

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (E.N.R.E.) exige a los agentes incorporados al Mercado Eléctrico Mayoritario (M.E.M.), sean éstos de generación, transporte o distribución troncal de energía eléctrica.

- a. Un Diagnóstico Ambiental
- b. Plan de Gestión Ambiental

5.1 **Puntos claves del sistema de gestión ambiental**

- a. Escribir lo que sea necesario
- b. Hacer lo que se ha escrito
- c. Comprobar que al hacer lo que se ha escrito, se logren los resultados.

5.2 **Documentación de Central Costanera S.A.**

Central Costanera teniendo en cuenta las Normas ISO 14001 ha descrito por escrito los elementos básicos de su Plan de Gestión Ambiental y el Manual de Procedimientos ambientales y la interacción entre ellos.

5.2.1 Contenido del Plan de Gestión Ambiental

- a. Programa de manejo de residuos sólidos y semisólidos, efluentes líquidos y gaseosos.
- b. Programa de prevención de emergencias
- c. Programa de monitoreo ambiental
 - c.1 De emisiones gaseosas
 - c.2 Vertidos líquidos
- d. Habilitaciones y permisos.
- e. Informes al E.N.R.E.
 - e.1 Semanales
 - e.2 Trimestrales

5.2.2 Manual de Procedimientos ambientales

- | | |
|----------------------------------|-------------------|
| 1. Control de Emisiones gaseosas | 5. Auditoría |
| 2. Objetivos | 6. Definiciones |
| 3. Alcance y Vigencia | 7. Procedimientos |
| 4. Antecedentes | 8. Capacitación |

5.3 Política ambiental de Central Costanera S.A.

Es adecuada a la escala de impactos ambientales de sus servicios, con compromiso de mejoras continuas y de prevención de la contaminación, asegurando el cumplimiento de las normas y regulaciones.

5.4 Planificación ambiental de Central Costanera S.A.

Identificados los impactos significativos se establecieron los objetivos y metas ambientales en forma documentada y un programa para cumplir objetivos.

5.5 Autoridades y responsabilidades del Plan de Gestión Ambiental

Central Costanera designó por resolución interna las autoridades que coordinan las actividades de la empresa frente a los organismos estatales, y además un responsable de la elaboración, seguimiento y control del Plan de Gestión ambiental solicitado por el E.N.R.E.

6. CONTROLES Y ACCIONES CORRECTIVAS AMBIENTALES EN CENTRAL COSTANERA S.A.

6.1 Controles

- De acuerdo a normas y reglamentaciones nacionales y de otros países en forma especial las EPA de los Estados Unidos en su CODE OF FEDERAL REGULATIONS 40, Pt. 60.
- De acuerdo al Manual de Procedimientos Ambientales de Central Costanera S.A.
- Central Costanera S.A. instaló en el año 1993, cuatro equipos de monitoreo continuo para dióxido de azufre (SO₂) y óxido de nitrógeno (NO_x) y cuatro para material particulado. A continuación se detallan datos de instalación de acuerdo a normas EPA.

a. Ubicación de las tomas para la extracción de muestras de gases de combustión.

Chimeneas	1 y 2	3	4
Unidad	1,2,3,4	6	7
Toma Ubicada	43,6 m	50,7 m	23,2 m
Díámetro de la chimenea en el punto de medición	7,77 m	4,78 m	5,4 m
Díámetro de la toma	100 mm	100 mm	100 mm

b. Cantidad de puntos de medición

De acuerdo a las normas EPA en su Code of Federal Regulations 40, Pt 60.

c. Condiciones normales de la muestra

Temperatura	0°C 273°K
Presión	760 mm Hg 1.013,3 milibares.
Tenor de exceso oxígeno	3% en combustibles líquidos o gaseosos. 6% en combustibles sólidos. 15% en el caso de turbinas a gas.

d. Corrección de los valores límites de contaminantes en las emisiones gaseosas cuando se queman dos o más combustibles diferentes.

e. Corrección por temperatura en la muestra obtenida

f. Corrección por exceso de O₂ en la muestra obtenida.

6.1.1 Equipos de medición de emisiones por chimenea

6.1.1.1 Medición de SO₂ y NO_x

- Central Costanera monitorea en forma continua desde el año 1993 con registro gráfico, las emisiones por chimenea de dióxido de azufre (SO₂) y óxidos nitrosos.
- La medición se efectúa a través de un sistema óptico electrónico integrado
- Por medio de una sonda fija dentro de la corriente de gases que salen de la chimenea, el aparato muestra directamente el SO₂ y NO

La sonda incluye parte del sistema óptico y un sensor de temperatura del gas. La técnica de medición es la llamada espectroscopía de segunda derivada y determina las concentraciones de NO y SO₂. No es interferida por la presencia de otros gases. Cada átomo molécula tiene un efecto de absorción único que lo distingue de los otros átomos. Esta propiedad física permite que nuestro aparato de medición esté ópticamente sintonizado para detectar dos longitudes de onda, la de SO₂ y otra de NO

La medición del grado de curvatura alrededor de longitudes de onda de absorción específica, representa proporcionalmente la concentración de gas.

6.1.1.2 Medición de partículas (Humos)

- Central Costanera, montó en sus chimeneas en el año 1993, medidores con registro gráfico de material particulado.
- Son de transmisión de doble pasada, con un transmisor /receptor montado sobre un lado de la chimenea y un retroreflector sobre el lado opuesto.
- El sistema de medición es de haz dual. La mitad de la luz es conducida, a través de una fibra óptica, a un detector de referencia, del que resulta por efecto fotoeléctrico un voltaje Vr. La otra mitad del haz es dirigido a través de la chimenea al retroreflector, retornando ópticamente al receptor, obteniéndose la señal medida Vm. La densidad óptica leída es directamente proporcional a la concentración de polvo en el gas.

6.1.1.3 Mantenimiento Preventivo y calibración de los equipos de análisis de SO₂, No_x y material particulado

- Los equipos realizan una autocalibración diaria utilizando estándares internos.
- Se efectúa una calibración mensual, mediante el pasaje de gas certificado combinado NO + SO₂ en N₂.

- Metodología de mantenimiento

Procedimiento diario:

- Verificación de eventuales indicadores de fallas(energía de lámpara, aire de evacuación, electrónica, transparencia de la óptica, alineación, etc.).
- Resultado de las autocalibraciones diarias.
- Arrastre de papel y contraste de la impresión en registradores.
- Impresión de datos de autocalibración en impresora.
- Consistencia de resultados con las condiciones operativas.

Procedimiento semanal:

- Se efectúa un programa de mantenimiento que se vuelca en planilla de MP (Mantenimiento preventivo).
- En esta se registran los parámetros operativos y el estado de las variables relacionadas a las mediciones, como:
 - Niveles de las señales de muestra y referencia.
 - Ganancias resultantes de las calibraciones automáticas.
 - Indicaciones de las variables de salida.
 - Energía de los sistemas ópticos.

Procedimiento mensual:

- Este procedimiento también es volcado en planilla oficial de MP.
- Mediante el ascenso al lugar de instalación de los equipos, se realizan las rutinas de:
 - Limpieza o reemplazo de filtros, líneas, ventanas ópticas, enfoques y alineaciones.
 - Verificación de switches de caudal, disecantes, lámpara de luz ultravioleta, carga de tubo de gas de calibración, etc.
 - Calibración del equipo de gases con patrón gaseoso certificado de SO₂ + NO en N₂.

6.1.2 Control de la combustión en función de las mediciones de:

- a. exceso de oxígeno
- b. material particulado (humos)
- c. monóxido de carbono (C.O.).

6.1.2.1 Analizadores de exceso de oxígeno

La relación aire combustible debería ser balanceada quemador a quemador, pero si uno o más quemadores se encuentran fuera de balance, el análisis de oxígeno de los gases de combustión podría indicar que el exceso de aire en todo el hogar se encuentra en el nivel adecuado, cuando en realidad el exceso de aire de cada quemador no está en el nivel correcto.

6.1.2.2 Analizadores de partículas

La medición de opacidad (humos) de los gases de salida es usado para determinar la limpieza de la combustión. Este parámetro es empleado para alertar sobre las siguientes condiciones:

- .. Suministro inadecuado de aire
- .. Tiraje insuficiente de humos
- .. Temperatura de combustible inadecuada
- .. Presión de combustible insuficiente
- .. Boquilla de quemadores defectuosa o sucia
- .. Relación aire/combustible inadecuada
- .. Fugas excesivas de aire

Todas estas condiciones derivan en una combustión ineficiente

6.1.2.3 Medición de monóxido de carbono (CO)

En el año 1994 Central Costanera instaló medidores de CO continuos en todas sus calderas.

La medición de monóxido de carbono no solamente es un excelente indicador de cualquiera de las condiciones mencionadas anteriormente, sino que la presencia del mismo constituye una alerta de estas condiciones, antes de que la caldera se torne seriamente ineficiente.

El agregado de la medición de monóxido de carbono permitió a Central Costanera obtener un análisis comparativo para una identificación inmediata del problema.

En un funcionamiento de caldera segura y eficiente, con un exceso de oxígeno de acuerdo a curvas, se tendrá una concentración de CO de hasta aproximadamente 300 p.p.m., tanto para gas como para fuel oil y para todas las cargas.

6.2 Acciones correctivas

6.2.1 Problemas de los sistemas de combustión:

MECANICOS	-	funcionamiento imperfecto de los registros de aire
	-	ejecución inadecuada de los cabezales (boquillas) de los quemadores.
	-	obstrucciones
DINAMICOS DE FLUJO	-	distribución no uniforme aire/combust.
	-	desequilibrio caldera lado humos
ESTABILIDAD Y FORMA DE LA LLAMA	-	llamas no estables, humedad
EMISIONES	-	elevadas cantidades de SO ₃
	-	recaídas ácidas
	-	instrumentación de control insuficiente

6.2.2 Influencia de las variables de la combustión:

..	Temperatura humos a la chimenea	
..	Filtraciones aire en el circuito humos	- Rendimiento planta
..	Exceso de aire % O ₂	(costo gestión)
..	Viscosidad Fuel Oil a los quemadores	
..	Presión Fuel Oil a los quemadores	
..	Utilización aditivos	
..	% Azufre en el combustible	- Punto de Rocío Ductos y
..	% Vanadio y Sodio	Calent. de
..	Exceso de aire	aire
..	Utilización aditivos	
..	Calibración caudal Fuel Oil quemadores	- Optimización combustión
..	Posición compuertas, registros	
..	Exceso aire	
..	Presión Fuel Oil quemadores	- Calidad Atomización
..	Viscosidad Fuel Oil Quemadores	
..	Calibración caudal plaquetas	

6.2.3 Disposiciones (medidas correctivas)

6.2.3.1 Operación

- Temperatura Fuel Oil - Viscosidad
- Mantener lo más alta posible la presión Fuel Oil quemadores
- Mantenimiento y control limpieza quemadores
- Mantener en cada uno de los quemadores caudales iguales
- Reducir al mínimo el exceso de aire (O₂ en los humos)
- Controlar las filtraciones de aire
- Mantener cerradas las compuertas de los quemadores apagados
- Elevar la temperatura humos sobre punto rocío (SO₃ en los humos)
- Controlar cuidadosamente la combustión en cada uno de los quemadores

6.2.3.2. Mantenimiento

- Controlar periódicamente confiabilidad en las medidas de O₂, CO, SO₂, y NO_x
- Revisar (si es necesario) sellos calent. de aire
- Controlar correspondencia posiciones registros de aire (efectiva-indicación)
- Predisponer instalación para aditivos

6.2.3.3 Controles técnicos

- Análisis semanal combustible (% cenizas, vanadio, % azufre)
- Control de las emisiones (SO₂, NO_x, Particulado)
- Análisis del tipo de polvos (dimensiones, acidez, etc.)
- Pruebas para verificación eficacia aditivos (comportamiento caldera, reducción SO₃ en los humos, aumento PH cenizas).

6.2.3.4 Medidas para reducir NO_x

♠ En calderas convencionales

- ◆ Fraccionamiento del aire de combustión, fase inicial subestequiométrica
- ◆ Reducción del exceso de aire.
- ◆ Disolución del aire de combustión.
- ◆ Puesta en servicio de los recirculadores de gases para:
 - ◇ Disminución de la temperatura de llama
 - ◇ Disminución de la oxidación del nitrógeno.
 - ◇ Disminución de la oxidación del nitrógeno

♣ En máquinas turbo gas (TG)

- ◆ Operando en el modo premix para reducir la temperatura de llama.

7. REGISTROS AMBIENTALES

- Central Costanera posee un registro de datos ambientales y de las emisiones gaseosas diarias
- Registro diario de las autocalibraciones de los equipos de monitoreo ambiental de SO₂ NO_x y partículas
- El objetivo de estos registros es la formación de un banco de información que permita un seguimiento de la evolución de determinados componentes, a lo largo del desarrollo del Plan de Gestión Ambiental.

Se detallan los parámetros, frecuencia, sitios de extracción y si existieron eventos que motivaron la vulneración de los límites permisibles.

8. INFORMES AMBIENTALES A E.N.R.E.

8.1 Informes semanales

- a) Eventos que motivaron la vulneración de límites permisibles para emisiones.
- b) Eventos que afectaron la seguridad pública.

8.2 Informes trimestrales

Se informa el grado de avance de las acciones programadas, cambio de cronogramas, metas alcanzadas, etc.

9. AUDITORIAS AMBIENTALES:

Auditorias internas

Auditorias externas

El ENRE realiza auditorias programadas y periódicas al sistema de gestión ambiental SGA, para determinar si el SGA cumple con la norma y ha sido implementado y mantenido.

El ENRE utiliza distintas técnicas en las auditorías de emisiones gaseosas en chimeneas.

GESTIÓN AMBIENTAL EN CHILE: CASO DE LAS CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

**Maritza Jadrijevic
Comisión Nacional del Medio Ambiente
Chile**

RECEIVED
APR 15 1999
OSTI

En este trabajo se dan a conocer aspectos generales de la gestión ambiental en Chile, del sistema de generación eléctrica en el país, y de casos de aplicación de instrumentos de gestión ambiental en el control de las emisiones de las centrales termoeléctricas.

I. GESTIÓN AMBIENTAL EN CHILE

Desde 1990, con el reinicio del gobierno democrático en Chile, comenzó una nueva etapa en el tema ambiental. Desde entonces, los dos gobiernos que se han sucedido, se han comprometido con el desarrollo sustentable del país. Entendiendo por ello y haciendo explícito, que es necesario lograr el mejoramiento sostenido y equitativo de la calidad de vida en un proceso de desarrollo económico, fundado en la protección del medio ambiente y el uso sustentable de los recursos naturales, de manera de no comprometer las expectativas de las generaciones futuras.

Chile es un país en desarrollo, con 4.700 dólares de ingreso per cápita al año. El ingreso está concentrado en los segmentos más ricos de la población y hay un alto porcentaje (alrededor de un 40 %) de la población que vive en condiciones de pobreza. Es así que la gestión ambiental se enmarca en una agenda en la que existen muchos otros problemas, tales como disminuir la pobreza, mejorar la educación y mejorar la salud, que requieren también de una solución adecuada.

En la base misma de los preceptos constitucionales de la Nación de 1980, está implícita la voluntad de compatibilizar un medio ambiente sano con un desarrollo económico libre y creciente. Por una parte la Constitución Política del Estado establece el derecho de todos los chilenos de vivir en un ambiente libre de contaminación, la protección del medio ambiente, la preservación de la naturaleza y la conservación del patrimonio. Simultáneamente garantiza a los ciudadanos el derecho a promover iniciativas de desarrollo, en la medida que no pongan en peligro el bien común o los derechos de los demás ciudadanos.

Históricamente, las normas jurídicas en Chile tuvieron incidencia en materias ambientales, pero de una manera no deliberada. Antes de 1994 las disposiciones legales existentes respondían a un criterio higienista más que ambientalista. Había gran cantidad de textos legales de contenido ambiental en Chile, pero todos, dictados en forma sectorial y compartimentalizada, sin una visión global e integradora. El hecho

de que no presentaran una coherencia común, de no existir una institucionalidad ambiental ni una coordinación en un tema intersectorial, no permitía enfrentar de una manera eficiente los problemas y desafíos ambientales crecientes.

Fue necesario entonces dictar una ley que sentara las bases del ordenamiento ambiental en Chile. El 1º de marzo de 1994, se promulgó la Ley de Bases del Medio Ambiente o Ley N°19.300. Con este hecho se consolidaba la voluntad del gobierno de compatibilizar el desarrollo económico sostenido con la protección del medio ambiente y el uso sustentable de los recursos.

Esta ley, por primera vez en la historia nacional se hace cargo de la problemática ambiental desde el punto de vista integral, permitiendo una gestión moderna en la materia y fijando los términos de referencia institucionales y regulatorios que comprometen las acciones del Estado, del sector privado y del conjunto de la ciudadanía.

Los principales objetivos de la ley son:

- Dar un contenido concreto y un desarrollo jurídico adecuado a la garantía constitucional que asegura a todas las personas el derecho de vivir en un medio ambiente libre de contaminación.
- Crear la institucionalidad que permita a nivel nacional solucionar los problemas ambientales existentes y evitar la creación de otros nuevos.
- Crear los instrumentos para una eficiente gestión del problema ambiental, protegiendo los recursos naturales.
- Disponer de un cuerpo legal al cual se pueda referir toda la legislación ambiental sectorial.

Así, a través de la ley se creó la Comisión Nacional del Medio Ambiente, como la institución que debe coordinar y ejecutar las políticas ambientales, como también, que debe velar por la aplicación y acatamiento de la normativa ambiental. Además se crearon los instrumentos de gestión ambiental, tales como el sistema de evaluación de impacto ambiental, las normas de calidad ambiental, los planes de descontaminación, etc., que permitirían el logro del mandato constitucional.

En síntesis en la ley, se establece un conjunto de disposiciones y definiciones legales, los instrumentos de gestión ambiental, la responsabilidad en materia ambiental, la fiscalización, el fondo de protección ambiental y la creación de la institucionalidad ambiental que tiene a su cargo el tema ambiental.

Detrás de los objetivos señalados y de todo el marco jurídico establecido por la Ley de Bases del Medio Ambiente, existen siete principios fundamentales, que permiten darle coherencia, y sin los cuales no podría entenderse plenamente su alcance real:

Principio preventivo: Mediante este principio se pretende evitar que se produzcan los problemas ambientales. Para ello, la ley contempla una serie de instrumentos de carácter preventivo como la Educación Ambiental, el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, los Planes de Prevención de la contaminación, y las Normas de Responsabilidad por daños causados .

Principio “el que contamina paga”: Se funda en la idea de que el particular que actualmente contamina o que lo haga en el futuro, debe incorporar a sus costos de producción todas las inversiones necesarias para evitar la contaminación.

Principio del gradualismo: Este principio señala que la gestión ambiental debe implementarse en forma progresiva, ya que revertir el curso del deterioro ambiental y buscar la forma en que el desarrollo se concilie con la protección del patrimonio ambiental, requiere de una modificación estructural que trasciende a las medidas de corto plazo.

Principio del realismo: Establece que la gestión debe ser realista, pues los objetivos deben ser alcanzables, considerando la magnitud de los problemas ambientales existentes, la forma y la oportunidad en que se pretenda abordarlos y los recursos con que se cuente para ello. Los recursos disponibles para la gestión ambiental compiten, al interior del Estado, con otras áreas; por esta razón, el control de la gestión es un elemento básico en la política ambiental.

Principio de la responsabilidad: Con este principio se pretende que los responsables por los daños ambientales reparen a sus víctimas de todo daño y restauren el paisaje o recurso deteriorado.

Principio de la eficiencia: Las medidas que adopte la autoridad para enfrentar los problemas ambientales deberán ser las del menor costo social posible. Además se privilegiará instrumentos que permitan la mejor asignación de los recursos que, tanto el sector público como privado, destinen a la solución de los problemas.

Principio de participación ciudadana: Este principio es de vital importancia en el tema ambiental, puesto que para lograr una protección del medio ambiente, se requiere de la concurrencia de todos los afectados en la problemática ambiental. En varios de los instrumentos de gestión ambiental está incorporada la participación ciudadana, por ejemplo, en el sistema de evaluación de impacto ambiental, en el sistema para fijar normas ambientales y en la formulación de los planes de prevención y descontaminación. Por otra parte la ley establece un consejo consultivo constituido por

representantes de la sociedad civil como académicos, trabajadores, las organización no gubernamentales para opinar sobre materias de relevancia ambiental.

Además la ley considera la descentralización del problema ambiental, para que sean las propias regiones las que decidan sobre los proyectos que puedan tener impacto ambiental. Por otra parte los Gobiernos Regionales deben buscar los mecanismos de participación de los municipios.

Principales instrumentos de gestión ambiental.

Los instrumentos de gestión ambiental que se definieron en la ley son de diversos orígenes y naturaleza. Algunos de ellos corresponden a la adecuación de instrumentos previamente existentes que han sido tradicionalmente utilizados en la gestión ambiental, y otros en cambio, son absolutamente nuevos en el país, tal como el sistema de evaluación de impacto ambiental, y el sistema de información ambiental. A continuación se describen brevemente algunos de estos instrumentos:

1. La Educación Ambiental y la Investigación. La forma más efectiva de prevenir el surgimiento de los problemas ambientales, radica en el cambio conductual de la población. Es una tarea de largo plazo que se desarrolla a través de la incorporación de contenidos y prácticas ambientales en el proceso educativo.

2. El Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. La Ley crea este sistema, de manera que todo proyecto que tenga impacto ambiental deba someterse a él. Es un instrumento de gestión eminentemente preventivo, que contempla un proceso de análisis que predice, identifica, e interpreta impactos sobre el medio ambiente, con el fin de minimizar impactos negativos y maximizar positivos para así, tomar decisiones con bajo margen de incertidumbre. Este sistema permite accionar el concepto de "ventanilla única ambiental" que consiste en integrar todos los requerimientos ambientales sectoriales. En el proceso de la evaluación se considera la participación de la ciudadanía en diversas etapas. El procedimiento para la aplicación del sistema se establece en el Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental en vigencia desde el 27 de marzo de 1997 (D.S. N°30).

3. Normas de Calidad Ambiental y de Emisión. Tienen por objeto proteger y preservar el medio ambiente y proteger la salud y calidad de vida de la población. Hasta la promulgación de la ley 19.300 en Chile no existía un procedimiento legal establecido para fijar una norma de calidad ambiental o de emisión. Ellas eran dictadas por la autoridad administrativa correspondiente, como por ejemplo los Ministerios de Salud, Agricultura y Minería, según fuera el ámbito de la materia regulada. La ley establece en líneas generales el procedimiento a seguir, que debe comprender una etapa de análisis técnico y económico, de desarrollo de estudios científicos, consultas a

organismos competentes públicos y privados, análisis de las observaciones formuladas y adecuada publicidad. El procedimiento a seguir para la dictación de normas de calidad y de emisión se establece en el reglamento respectivo, promulgado el 5 de Mayo de 1995. (D.S. N ° 93).

Las normas de calidad ambiental son de dos tipos, dependiendo del objetivo de protección que busquen alcanzar. Las normas primarias tienen por finalidad proteger la salud de la población y se aplican en todo el territorio nacional. Las normas secundarias buscan proteger el patrimonio ambiental del país, y por lo tanto pueden tener un carácter regional.

4. Planes de Manejo, de Prevención y de Descontaminación: Están orientados básicamente a dos ámbitos: uno, a los recursos naturales renovables, a los que se aplican planes de manejo, y dos, al control de la contaminación, a la que se destinan planes de prevención y descontaminación.

Los planes de prevención y descontaminación, tienen por objeto prevenir que se sobrepasen las normas de calidad ambiental o remediar la situación en el caso que se hayan sobrepasado.

Para aplicar un plan es necesario primeramente demostrar que una zona está latente o saturada. Se llama zona latente aquella en que el valor de la concentración ambiental del contaminante, se encuentra entre el 80 y 100% del valor de la norma, y zona saturada, aquella en que la norma es sobrepasada. Legalmente debe hacerse una declaración de zona a través de un Decreto Supremo firmado por el Ministro Secretario General de la Presidencia, y que contenga la determinación precisa del área geográfica que abarca. Esta declaración debe fundarse en mediciones realizadas o certificadas por los organismos públicos competentes.

La elaboración de los planes y su proposición a la autoridad para su aprobación, corresponden a la CONAMA.

El procedimiento a seguir para la elaboración de planes se establece en el reglamento respectivo, promulgado el 5 de mayo de 1995 (D.S. N°94)

5. Instrumentos Económicos en la Gestión Ambiental. Los instrumentos económicos son complementarios a los instrumentos de control, las acciones voluntarias y las de capacitación/Educación. En general son los instrumentos más eficientes y se pueden usar en la prevención más allá de las normas. Entre otras ventajas que se pueden mencionar, es que son muchas veces menos burocráticos que los instrumentos de control directo y que integran la gestión ambiental más a nivel de la empresa y del consumidor.

Ejemplos de aplicación de este tipo de instrumento en nuestro país son: la licitación de derechos del uso de vías para la locomoción colectiva urbana, las cuotas transables de captura para la industria pesquera, los derechos transables para material particulado provenientes de emisiones de fuentes fijas, y derechos de agua transables y privados. Actualmente está en estudio el Reglamento del sistema de permisos de emisión transables para la contaminación hídrica y atmosférica.

Como se dijo anteriormente, la ley N° 19.300, es una ley marco o de bases, ya que en un número relativamente pequeño de disposiciones, se establecen los lineamientos para una gestión ambiental moderna e integradora, recogiendo los principios básicos que sirvan de referencia para interpretar la legislación existente y para la dictación posterior de otros cuerpos legales atinentes en materias específicas. Se da el marco general que será aplicable a todas las actividades o recursos respecto de los cuales, posteriormente se aplicará una legislación especial. Es decir, se requiere desarrollar cuerpos legales sectoriales coherentes que, acogiendo las disposiciones que ya existen, los reordenen y los renueven, y agreguen elementos complementarios

Respecto a la aplicación de los instrumentos definidos en la ley, ella establece que debe elaborarse reglamentos específicos, de los cuales ya se han promulgado los del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, de la Elaboración de Normas de Calidad Ambiental y de Emisión y del Planes de Prevención y Descontaminación.

Institucionalidad de CONAMA

La Ley de Bases del Medio Ambiente crea a la Comisión Nacional del Medio Ambiente como institución de Servicio Público funcionalmente descentralizada, con personalidad jurídica y patrimonio propios, sometido a la supervigilancia del Presidente de la República a través del Ministerio Secretaría General de la Presidencia. Los organismos de la Comisión son el Consejo Directivo, el Secretario Ejecutivo, el Consejo Consultivo conformado por representantes de la sociedad civil y de las Comisiones Regionales del Medio Ambiente.

El Consejo Directivo, órgano de mayor jerarquía de la CONAMA, está integrado por los Ministros de Economía, Fomento y Reconstrucción, Obras Públicas, Agricultura, Salud Pública, Minería, Vivienda y Urbanismo, Transportes y Telecomunicaciones, y Planificación y Cooperación, más quien lo preside, el Ministro General de la República. El consejo Directivo debe aprobar y decidir sobre las acciones propuestas por CONAMA.

El Secretario Ejecutivo debe administrar y dirigir internamente la Comisión, como también coordinar en materia ambiental a los organismos públicos correspondientes a los Ministros del Consejo Directivo.

El Consejo Consultivo está constituido por representantes de la Sociedad Civil que será nombrados por el Presidente de la República cada dos años. Debe absolver las consultas que le formule el Consejo Directivo y emitir opiniones.

Las funciones de CONAMA definidas por la ley son las siguientes

- Proponer al presidente de la República las políticas ambientales del gobierno
- Coordinar los organismos públicos competentes en materias ambientales.
- Control y reducción de los problemas provocados por la contaminación y sus efectos.
- Elaboración de Planes de prevención y descontaminación, elaboración de Normas de Calidad Ambiental y de Emisión.
- Administrar el sistema de evaluación de impacto ambiental.
- Capacitación – Educación – Difusión.
- Mantener un sistema nacional de información ambiental
- Manejo de Recursos Renovables y Protección de la Biodiversidad
- Ordenamiento territorial
- Cooperación y Relaciones Internacionales
- Promover la participación ciudadana

2. ASPECTOS GENERALES DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ELÉCTRICA EN CHILE

El sector eléctrico en Chile presenta un gran dinamismo. En la última década el consumo eléctrico nacional total creció un 7.9% anual y en el período 1990-1995 aumentó a un 8.8%. Por su parte, entre 1986 y 1995 el PIB creció a una tasa promedio anual de 7.1 % y entre 1990 y 1995 a una tasa del 7.4 %.

El principal recurso de generación de energía eléctrica es el hidráulico, seguido por los combustibles de origen fósil, principalmente carbón, en centrales termoeléctricas.

En relación con su población y sus actuales niveles de consumo de electricidad, Chile dispone de una cantidad importante de recursos hidráulicos para la generación de energía eléctrica. Estudios de evaluación de recursos indican un potencial hidroeléctrico de unos 23.000 MW; con el se podría lograr una generación media anual de 128.000 Gwh. La mayor parte del potencial hidroeléctrico se concentra en la zona centro - sur del país, con un total del 56% del total. De acuerdo con las estimaciones de su costo de desarrollo, aproximadamente tres cuartas partes de dicho potencial podrían producir energía eléctrica a costos inferiores a los de generación de origen térmico.

Con una capacidad instalada total en país es de 5.954 MW, durante 1995 la generación bruta de electricidad en el país alcanzó a 28.027 GWh, lo que permitió satisfacer un consumo per cápita en términos brutos de aproximadamente 1.741 Kwh

/ habitante-año.

El porcentaje de generación bruta de electricidad por hidroeléctricas y termoeléctricas varían año a año debido a la hidrología y a la forma en como evoluciona el parque generador. Para 1995 el porcentaje correspondió a 65.7 % y 34.3 % respectivamente. Dada la condición geográfica de Chile el sector eléctrico se ha desarrollado a través de 4 sistemas independientes:

a) El SIC, Sistema Interconectado Central; El área geográfica cubierta por el SIC abarca desde Taltal por el norte hasta la Isla Grande de Chiloe por el sur. En esta área geográfica habita aproximadamente el 93% de la población; tiene una superficie de 326.412 Km². y corresponde al 43% del total del país, excluida la superficie del territorio Antártico Chileno. Interconecta aproximadamente el 80% de la potencia eléctrica total instalada del país, dando servicio a cerca del 90% de la población nacional. Cerca del 75% de esta capacidad corresponde a centrales hidroeléctricas, y el resto a centrales termoeléctricas. En Diciembre de 1995 la potencia instalada de este sistema era de 4.084 MW

b) El SING, Sistema Interconectado del Norte Grande es el segundo sistema eléctrico del país, y su puesta en marcha se efectuó en noviembre de 1987. Este sistema da cobertura eléctrica a la I y II regiones, siendo sus consumos principales de tipo Minero-Industrial, fundamentales para la economía nacional. Casi la totalidad del parque generador corresponde a centrales térmicas de vapor- carbón y a turbinas diesel o petróleo pesado, excepto pequeñas centrales hidráulicas (0.2%). La potencia instalada del SING al 31-12-1995 era de 1.120 MW, lo que significó un crecimiento con respecto a 1993 del 18 %.

c) Sistema eléctrico de Aysén. Este sistema eléctrico se descompone en 5 pequeños sistemas aislados, localizados en la XI región del país, suministrando energía a las principales ciudades. A fines de 1995 la potencia instalada era de 15.8 MW.

d) Sistema eléctrico de Magallanes. Este sistema se descompone en 3 pequeños sistemas aislados localizados en la XII región del país, suministrando energía a las ciudades de Puerto Porvenir, Puerto Natales y Punta Arenas. La potencia instalada era de 47.8 MW al 31/12/1995.

Las empresas eléctricas, que suman un total de 58, se han desarrollado en tres áreas: Generación, Transmisión y Distribución. De ellas 36 empresas son concesionarias del servicio público de distribución, 20 son generadoras y 4 están dedicadas exclusivamente a la transmisión eléctrica. Cabe destacar que de las generadoras

existentes, 9 son propietarias de líneas de transmisión y 2 de ellas cuentan con concesión de distribución de electricidad.

Un análisis por tipo de consumo muestra que a nivel nacional, el sector industrial y minero concentra más del 66 % del consumo eléctrico nacional total (en 1995 era de 16.601 GWh). En segundo lugar se ubica el sector público – comercial – residencial, que representa el 29.2% del total (1995 fue de 7.325 GWh).

Legislación vigente.

De acuerdo con la política económica vigente en el país, las actividades de generación, transporte y distribución de electricidad la realiza el sector privado y al Estado le corresponde la tarea de regular, fiscalizar y subsidiar.

La ley N°1 del Ministerio de Minería de 1982, modificada en 1990, establece los costos tarifarios, el otorgamiento y retiro de las concesiones de servicio público de generación, transmisión y distribución, el pago de las servidumbres, las normas de calidad, la coordinación de la operación dentro de la actividad de generación-transmisión, así como de los organismos encargados de regular, normar y fiscalizar las diversas de las empresas eléctricas.

Según la ley, la Comisión Nacional de Energía (CNE) se encarga de la determinación tarifaria de generación, transmisión y distribución. Las tarifas son fijadas por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, con informe previo de la CNE. Además la ley establece para la CNE la actividad indicativa de planificación para los grandes proyectos de generación- transmisión del país.

El organismo encargado de la fiscalización y supervigilancia del sector es la Superintendencia de Electricidad y Combustibles SEC. Este debe velar por el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustible líquidos, gas y electricidad.

Los organismos responsables de la operación económica óptima de los sistemas eléctricos interconectados son los CDEC (Centros de Despacho Económico de Carga). La ley establece el reglamento de coordinación de las operaciones de centrales generadoras y líneas de transporte de los sistemas interconectados nacionales con potencia instalada superior a los 100 MW.

Políticas vigentes y perspectivas futuras. La política vigente del sector eléctrico se enmarca dentro de la política general del gobierno. Su principal objetivo ha sido asegurar un normal abastecimiento de la demanda nacional, junto con propiciar las condiciones para desarrollar un mercado eléctrico transparente, competitivo, eficiente y abierto a las inversiones privadas.

Para efectos del abastecimiento de la demanda de energía eléctrica del país, se ha impulsado la construcción de diversas centrales generadoras de energía hidroeléctricas y termoeléctricas, otorgándosele un papel fundamental a las empresas privadas. La mayor parte del parque generador y de las instalaciones de transmisión y distribución

son de propiedad privada. La autoridad por su parte, a través de la CNE desarrolla periódicamente una planificación óptima para las obras futuras de generación y transmisión, que minimiza los costos de inversión, operación, y falla en los distintos sistemas eléctricos interconectados del país, la que sólo tiene carácter indicativo para el sector privado. Sin embargo los proyectos incluidos en la planificación de la CNE, tienen una mayor acceso a los mecanismos de financiamiento externo, lo que determina en última instancia una real competencia entre los proyectos a ser incluidos en la planificación indicativa de la autoridad.

Proyectos de generación. Se cuenta además con las siguientes posibilidades de generación:

Generación con gas natural proveniente de la Argentina. Dentro de los próximos meses se comenzará a utilizar el gas natural en la Región Metropolitana, V y VI regiones, lo que cambiará substancialmente la inversión y operación de las centrales termoeléctricas.

Cogeneración de energía eléctrica. La CNE se encuentra promoviendo estudios en sistemas de cogeneración eléctrica dentro de la perspectiva del fomento del uso eficiente de la energía.

En zonas rurales hay proyectos pilotos de implementar fuentes no convencionales: eólica, solar, mareomótriz y geotérmico etc.

3. INSTRUMENTOS DE GESTIÓN QUE ACTUALMENTE SE APLICAN A LAS PLANTAS DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICAS:

Para el control de las emisiones de las plantas termoeléctricas es posible aplicar básicamente tres instrumentos de gestión ambiental definidos en la ley.

El principal instrumento de gestión de carácter preventivo que se aplica a las nuevas centrales de generación de energía eléctrica, es el sistema de evaluación de impacto ambiental.

El otro instrumento de gestión corresponde a las normas de calidad ambiental y de emisión. Actualmente no existen normas de emisión específicas para el sector

eléctrico. Sólo se dispone de una norma de emisión para el control del material particulado aplicable a las fuentes emisoras de la Región Metropolitana. Sin embargo esta norma está en proceso de revisión en cuanto a su valor y al ámbito de aplicación,

por lo cual es probable que sea extendida a todo el país.

Por último, las termoeléctricas deben someterse a un plan de descontaminación o prevención, en el caso de que no cumplan la normativa del aire o se encuentre en zona latente.

A continuación se exponen brevemente algunos aspectos sobre la aplicación de estos instrumentos y se dan algunos ejemplos de casos específicos de aplicación.

1.- Sistema de evaluación de impacto ambiental

La ley establece que toda planta generadora de energía de más 3 MW deberá someterse al sistema de evaluación de impacto ambiental.

El Reglamento fue aprobado muy recientemente el 27 de Marzo de 1997, por lo cual no hay experiencias respecto de su aplicación. Sin embargo, si existen experiencias con el sistema voluntario de evaluación de impacto ambiental, al cual se presentaron hasta Mayo de 1996, las siguientes empresas:

	Región	Inversión estimada Millones US\$
Termoeléctrica Punta Patache	I	0.25
Segunda Unidad Central térmica Nueva Tocopilla	II'	150.0
Segunda Unidad Central térmica Nueva Mejillones	II	150.0
Termoeléctrica Nueva Tocopilla	II	180.0
Central termoeléctrica Guacolda	III	480.0
Central térmica Caldera	III	286.0
Central Termoeléctrica de ciclo combinado	V	250.0
Central térmica Laja	VIII	21.0
Central térmica Renca y nueva Renca	R.M.	204.0
Central Polpaico	R.M.	190.0

Criterios utilizados en la evaluación de impacto en la relación a su influencia en la calidad del aire:

- Cumplimiento de normas de calidad de aire en sus niveles de latencia, en todas las áreas de influencia del proyecto.
- No influencia sobre zonas que en la actualidad presenten condiciones de calidad del aire deterioradas.
- Se debe usar las condiciones más desfavorables para la predicción de los impactos.
- Aplicación de un modelo de dispersión simple validada por la EPA

- Establecer la línea de base de la calidad del aire para caracterizar la situación sin y con proyecto. Corresponde a las condiciones background del modelo.
Línea de base meteorológica requerida por el modelo
- Condiciones topográficas, necesarias para el modelo de dispersión
- Análisis de la información meteorológica previa por 5 años para poder caracterizar las variables anuales. Para condiciones de topografía compleja el período podría ampliarse.
- Mediciones en los lugares de emplazamiento de los proyectos por al menos 1 año. Considerando que los modelos deben correrse en las condiciones más desfavorables, es importante tener mediciones de por al menos 1 año para correr el modelo con los contaminantes a lo largo de 1 año

2. Cumplimiento de las Normas de calidad de aire y de emisión.

Las empresas eléctricas al igual que el resto de las industrias emisoras de contaminantes al aire, deben cumplir la normativa de calidad de aire vigente, que se resume a continuación:

Resolución 1215. Establece las siguientes Normas de calidad de aire:

Indicador	Estándar ug/m ³ N	Tiempo	Método de análisis
Partículas totales en suspensión (PTS)	75	Concentración media geométrica anual Concentración media aritmética en 24 hr. (2)	Método gravimétrico de muestreador de alto volumen o equivalente (1)
Anhídrido sulfuroso (SO ₂)	80	Concentración media aritmética anual Concentración media durante 24 hr. (2)	Método colorimétrico de la pararosanilina o equivalente o equivalente (1)
Monóxido de carbono (CO)	10.000 40.000	Concentración media de 8 horas Concentración media aritmética de 1 hora (2)	Método de radiación infrarroja no dispersiva o equivalente (1)
Oxidante fotoquímicos expresados como Ozono (O ₃)	160	Concentración media aritmética de 1 hora (2)	Método de quimiluminiscencia o equivalente (1)
Dióxido de nitrógeno (NO ₂)	100	Concentración media aritmética anual	Método de quimiluminiscencia o equivalente (1)

- (1) Se consideran métodos equivalentes a aquellos ensayados por el laboratorio de contaminación atmosférico dependiente del Ministerio de Salud
- (2) Dicho valor no puede ser sobrepasado más de 1 vez al año

Decreto N° 185 (1992) : Reglamenta el funcionamiento de establecimiento emisores de anhídrido sulfuroso, material particulado en todo el territorio Nacional.

Se aplica este Decreto a aquellos establecimientos que por su funcionamiento emiten a la atmósfera a través de sus fuentes emisoras cantidades mayores o iguales a 3 toneladas diarias de SO₂, y a 1 tonelada diaria de material particulado medida en chimenea. También se aplica este decreto a todas aquellas fuentes emisoras de SO₂ o de Material particulado que se ubiquen en una zona saturada o latente. En el se establecen normas de calidad para material particulado, y normas secundarias para SO₂ y PTS en todo el país, estableciéndose diferentes normas para la zona norte y sur.

El decreto establece que todas las fuentes reguladas deben controlar sus emisiones de manera de que cumplan con la normativa establecida. Al mismo tiempo establece que los establecimientos regulados establecidos en zonas saturadas deben contar con un plan de acción operacional para ser aplicado en el caso de episodios críticos.

Las normas primarias que se establecen son:

Norma de material particulado respirable, PM10 : 150 ug/m³N como concentración media aritmética diaria.

Norma Anhídrido sulfuroso: 365 ug/m³ N como concentración media aritmética diaria y 80 ug/m³N como concentración aritmética anual.

Las normas secundarias son:

Para la zona norte, para SO₂, los mismos valores que la primaria, pero se agrega una norma horaria de 1000 ug/m³

Para la zona sur las normas para SO₂ son 60 ug/m³ como concentración aritmética anual, 260 ug/m³ como concentración media aritmética diaria y 700 ug/m³ como concentración máxima en 1 hora.

Decreto N° 4 del Ministerio de Salud: Establece normas de Emisión de material particulado total para las fuentes estacionarias de la Región Metropolitana, que deben ser cumplidas a corto plazo (31-12-92) y mediano plazo (31-12 97). Se establecen normas de emisión para fuentes existentes y nuevas, puntuales y grupales y el sistema de compensación de emisiones.

3. Planes De Descontaminación:

En el caso de que las fuentes existentes estén sobrepasado las normas de calidad de aire o de emisión, la autoridad debe diseñar un plan de descontaminación que especifique en base a antecedentes establecidos por el reglamento, el plazo y los montos de reducción hasta el cumplimiento de norma.

Actualmente existe una planta termoeléctrica que esta cumpliendo un plan de descontaminación:

Caso Chilgener-Ventanas del complejo industrial ENAMI-CHILGENER.

Este plan fue elaborado antes de que se promulgara la ley de bases y el reglamento para la elaboración de planes de descontaminación y prevención. En ese entonces el plan era propuesto por la propia empresa y un Comité interministerial para la calidad del aire debía aprobarlo. El plan presentado por la empresa y aprobado se resume en las siguientes disposiciones:

La Fundición y Refinería Las Ventanas de ENAMI y la Planta Termoeléctrica de CHILGENER S.A. deberán reducir las emisiones anuales de azufre y de material particulado dentro de las siguientes condiciones:

- CHILGENER: Para reducir las emisiones de Anhídrido Sulfuroso deberá cumplir con la norma de emisión 1.13 Kg de SO₂ por millón de BTU.
- La Fundición y Refinería Las Ventanas de ENAMI y la Planta Termoeléctrica de Chilgener S.A. deberán cumplir conjuntamente, las normas de calidad de aire de anhídrido sulfuroso a más tardar el 30 de junio de 1999.
- La Planta Termoeléctrica de Chilgener S.A. deberá instalar y operar un sistema de monitoreo continuo de emisiones de azufre y material particulado, en sus chimeneas, antes del 31 de diciembre de 1993.
- La Fundición y Refinería Ventanas deberá contar con un Plan Operacional con el objeto de controlar los episodios críticos de anhídrido sulfuroso.
- Las empresas deberán instalar un sistema de monitoreo de calidad de aire para el SO₂ y Material particulado a partir de 1993.

CHILGENER cuenta actualmente con precipitadores electrostáticos con los que ha logrado cumplir anticipadamente con las reducciones impuestas por el Plan.

Caso Central Termoeléctrica Renca, Región Metropolitana

La central Termoeléctrica Renca, de la Sociedad Eléctrica Santiago S.A., está emplazada en el corazón de la ciudad de Santiago y tiene actualmente una capacidad de 100 MW. Utiliza combustible consistente en una mezcla 80 % carbón y 20 % Fuel Oil N° 6.

La empresa presentó un proyecto de aplicación para ser sometido al sistema de evaluación de impacto ambiental en la Región Metropolitana (R.M), declarada Zona Saturada por Ozono, Material Particulado respirable (PM10), Partículas en suspensión y monóxido de carbono y Zona Latente por dióxido de Nitrógeno.

El proyecto consiste básicamente en:

- Cambio de combustible de la planta actual termoeléctrica Renca por petróleo Diesel
- Readecuación de los equipos de la actual Central Termoeléctrica Renca, que se requiera para llevar a cabo el cambio de combustible.
- Instalación de ciclo combinado a gas natural con una capacidad nominal con una capacidad nominal de 370 MW.

El proyecto fue aprobado con una serie de condiciones, de las cuales se dan a conocer las principales en lo que a materia de calidad e aire se refiere:

1.- Se limita el monto de las emisiones a 900.8 ton/año de NO_x , 43.3 ton/año de SO_2 , 164 ton/año de CO y 0.7 ton/año de HCNM. (Actualmente las emisiones son: NO_x (1242 ton/año), SO_2 (1698 ton/año), CO (164 ton/año), HCT (3.1 ton/año) y HCNM (0.7ton/año)).

2.- La empresa deberá dar cumplimiento a todos los futuros planes de Descontaminación y Normas ambientales aplicables a esta actividad.

3.- La empresa deberá implementar un plan de compensaciones para CO e Hidrocarburos (ya que estos contaminantes son los únicos que provocan un impacto negativo)

4.- La empresa deberá implementar un plan de monitoreo de emisiones con registro continuo inviolable y emitir informes mensuales al Servicio de Salud Metropolitano del Ambiente y al Director de la CONAMA Región Metropolitana, los que serán complementados con un informe consolidado semestral. El sistema de monitoreo debe ser aprobado por el Servicio de Salud mencionado.

5.- La empresa deberá implementar un plan de monitoreo de la calidad del aire para PTS. NO_x , SO_2 , HCT, HCMN, CO, O_3 , Velocidad y dirección de viento y Sigma,

con registro continuo inviolable en el punto de máximo impacto, especificado en el Estudio de E.I.A. y deberá emitir informes mensuales al Servicio de salud del Ambiente y a la CONAMA Región Metropolitana. También deberá permitir el libre acceso para los representantes de los organismos públicos señalados a los equipos de monitoreo.

6.- La empresa podrá proponer modificaciones a las variables a monitorear , así como la frecuencia de monitoreo, sólo después de cumplirse un año de corrido el monitoreo.

El plan de compensaciones para Monóxido de Carbono (CO) e Hidrocarburos no metánicos (HCNM) propuesto por la empresa y aceptado por la autoridad ambiental, consiste en compensar el aumento de las emisiones de estos contaminantes a través de la reducción de las emisiones de fuentes móviles. Para ello se retirarán taxis cuyas emisiones sean equivalentes al monto de emisiones a compensar. Según los cálculos presentados en el estudio , se retirarían 129 vehículos de antigüedad de 10 a 15 años. La duración de la compensación se calcula en base a una formula que depende del número de taxis y de la antigüedad. Una vez cumplida la duración de la compensación, se ejecutará nuevamente el presente plan u otro que cuente con la aprobación de las autoridades competentes

4. REFERENCIAS

- Ley 19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente, Historia Fidedigna y Concordancias Internas, Fernando Toledo Tapia, 1996, CONAMA.
- Mensaje de S.E. el Presidente de la República con el que inicia un proyecto de Ley de Bases del Medio Ambiente, Santiago septiembre de 1994.
- El Sector Energía en Chile, Comisión Nacional de Energía 1994
- Balance Nacional de Energía 1975-1994 Chile, Comisión Nacional de Energía.
- Perfil Ambiental de Chile 1994, CONAMA
- CDEC-SIC Estadísticas de Operaciones.
- El Sector Eléctrico en Chile, Comisión Nacional de Energía, 1996
- Una política ambiental para el desarrollo sostenible Dirección Ejecutiva, 1997
- Gestión Ambiental del Gobierno de Chile, 1997 CONAMA

ENVIRONMENTAL MEASURES FOR ESCUINTLA NO. 3 UNIT THERMAL POWER PROJECT

**Carlos A. Quisquinay-Alejandro Fabian Rosales
Instituto Nacional de electrificación
republic of Guatemala**

1. PREFACE

The Implementation Program (IP) for captioned project was prepared in January 1991 with technical and financial assistance of Japan Consultant Institute (JCI).

The environmental measures in relation to the project implementation was studied with reference to the Japanese Standards and incorporated in the IP. This report is prepared, however, to review the environmental measures for the project in more detail as to the allowable standards and regulations concerning the measures for the environmental pollution.

2. BASIC CONCEPT

So far, there has been no particular environmental standards nor emission regulations set forth by the Guatemalan Government. Also there has been no environmental problems in the surroundings of the existing Escuintla Thermal Power Plants N° 1 and N° 2 directly or indirectly caused by operation of said power plant. Further, there is no special natural reserves nor environments regulated by the laws of the Government or concerned internationally.

Accordingly, the following basic concepts are applied to judge the environmental consideration to implementation of addition of Escuintla Thermal Power Plant Unit 3.

1) Public Nuisance Problem (Air, water, noise, vibration, and odor)

The environment shall be preserved with reference to the relevant environmental standards applied in Japan. In case that features in the region should require standards or regulations other than those used in Japan, IBRD's environmental guidelines will be referred.

2) Natural Environment (Fauna and Flora)

Measures will be taken so no remarkable impacts will be given to present fauna and flora in the surrounding.

3) Social Environment and Others

Certain measures will be taken no to influence the existing social environment .

At the same time, the measures will be determined taking into account the existing technology on environmental measures in Guatemala and increase of project cost.

3. PRESENT ENVIRONMENTAL CONDITIONS AND MEASURES

Present environmental conditions around the Escuintla Power Station are explained as follows and listed in Table-1. There has be no specific environmental problems.

1) Public Nuisance Problems (Air, water, noise, vibration and industrial wastes)

- There may be, in general, air pollution by dust, SO_x and NO_x generated by combustion of fuel (heavy oil), water contamination by waste water discharged from the water treatment equipment, and noise by large, outdoor fan of safety valve. Nonetheless, the existing facilities so far have not caused any environmental pollution problem.
- As it an inland power plant, Escuintla Power Plant uses the underground water taken from Monte Maria River for condenser cooling water, and recirculates the water though cooling towers . So, there is no such problems with sea coast power plants as hot water discharge, or influence to marine life, fishery and other sea water utilization due to land filling for power plant site.
- There have been no problems of vibration from PS, or low water level of the intaking river, etc.
- No problems have occurred on waste disposal. The heavy oil ash, for example, has been disposed into the deep ground within the plant premises.

2) Natural Environment (Fauna and flora, topography, hydrology and natural scenery)

The plant operation seems to give no influence to ecology of fauna and flora, nor to natural scenery.

- Surroundings of the power plant are plain, mostly of sugarcane, with scattered living houses and this continues to the Pacific Coast for about 60 km. Refer to Fig. 1.
- Because N° 3 Unit is to be constructed within the existing power plant compound, no new land development for the plant construction is necessary.

- Climate in the region belongs to tropical zone with heavy rain.

Annual average temp.:	26.3°C	Annual Perspiration	About 2,600 mm
Monthly max. temp. (Annual ave.)	35.4°	Monthly min. temp. (Annual ave.):	21.8° C
Wind velocity	6.25 m/s	Annual ave. velocidad del viento:	4.7 m/s
Wind direction	North-northeast: The wind blows to the north-northeast direction through the year, from the mountain to the Pacific. The wind rarely toward the opposite direction toward the mountain, or Escuintla city.		

3) Social Environment (Historical remains, cultural remains, industrial base, removal of inhabitants, etc.)

- Industry around Escuintla PS, TEXACO refinery is only, is located about 1.6 km south from the PS.
- Escuintla city is located about 4 to 5 km north-northeast from the PS, but there is no special historical nor cultural remains in the region.
- As the N° 3 Unit will be added to the existing units in the premises of the power station, the project will not influence to the land utilization nor require relocation or movement of the inhabitants.
- Fuels (heavy oil and light oil) of the power plant will be transported directly through the pipe line to the PS. Though the project will need additional installation of the pipe line, there will be no problems in connection with the additional works.

4) Other Environmental Matters

- The present environmental conditions in the surroundings of the PS are as mentioned above. Since the addition of N° 3 unit will be carried out within the premises of the existing power plant at the space secured for this purpose, environmental impact to the surroundings in relation to the project implementation is scarce.
- A trunk road runs in front of the PS and a railway runs in the opposite side. Trucks, buses and tankers run on the road but not much and trains seldom run.
- During the construction, the traffic on the road may increase but will not much affecting the ordinary traffic in the road.

5) Environmental Monitoring

Partly because there is no environmental standards nor emission regulations, no environmental monitoring facilities nor the data are available at present

In consideration of the environmental conditions at present, the environmental preservation measures will be taken based on said judgment standard for environmental consideration

(1) Preventive Measures for Air Pollution

High stack and high emission (86 m high and 28 m/s emission speed)

(2) Preventive Measures for Water Contamination

Waste neutralization tank and oil separation pond

(3) Measures for Noise

Silencers and low noise-level equipment (Main transformer and circulating water pump, for example)

(5) Other Measures

Effluent Monitoring

The planning on these measures will be discussed in the following:

Table-1 Environmental Check List (Thermal Power)

	check items	Major .	Minor	None	Not clear	Problems	Action/Countemeasures	Remarks
Pollution	<p>1 Air pollution through the emission of soot and dust, sulfur oxides, and nitrogen oxides released in the the combustion of fuel.</p> <p>2. Offensive odors</p> <p>3. Effect of thermal effluent and land reclamation on aquatic organisms, fisheries and other water utilization.</p> <p>4. Water pollution resulting from ordinary effluent</p> <p>5. Noise and vibration</p> <p>6. Ground subsidence</p> <p>7. Effect on the water level of a lake, marsh or river</p> <p>8. Effect of industrial waste</p>			x		No specific environmental problems with the existing facilities. But the countermeasures as listed right will be taken for the new facilities.	<p>1. Stack height and emission speed will be planned so as to prevent air pollution problems. Less NO_x generating burners will be adopted to lesson NO_x emission.</p> <p>4. Installation for oil separating tank and waste water neutralizing tank.</p> <p>5. Silencer Installation for forced draft fans and safely valves.</p>	Ambient air quality standards in Japan: SO ₂ SO.04 ppm daily average NO ₂ SO.04 - 0.06 ppm daily average
Natural Environment	<p>1. Effect of construction of facilities on the ecology</p> <p>2. Effect on landscape</p>			x		No specific problems		
	<p>1. Effect of construction of facilities on the historical and cultural heritage</p> <p>2. Effect on existing infrastructure</p> <p>3. Effect on land-use</p>			x		No specific problems		
Others	<p>1. Effect on the environment during construction period</p> <p>2. Environmental Monitoring</p>			x		No specific problems	2. Installation of environmental monitoring post.	

4. MEASURES FOR ENVIRONMENTAL POLLUTION AND EVALUATION

4.1 SUMMARY

4.1.1 Measures for Prevention of Air Pollution

1) Policy and Steps of Study

In planning of addition of N° 3 Unit, the measures to control influence to air pollution is examined and studied according to the following steps:

1. To establish an environmental standard for air pollution	To adopt the standards of Japan in principle
2. To establish an allowable emission standard	To establish it with reference to Japanese and IBRD's guidelines
3. To review the measures taken in the IP	To revise the IP according to the result of review
4. To calculate C_{max} y X_{max} de SO_x , NO_x and dust	To calculate those of short-term diffusion forecast using Bosanquet and Sutton's formulae; for No. 3 Unit only and the combination together with No. 1 and 2 Units.
5. To evaluate the results of calculation	To evaluate the effect of the measures

Table 2 The purpose of this study is aimed at clearing the standards above to preserve the environment in relation to the project implementation, but the final measures, will be taken in consideration of the project construction cost, operating cost and procurement availability of the necessary equipment and materials as well as regional features.

2) Outline of Measures

For N° 3 Unit, the stack will be installed on the ground to have a height of 86 m for wider diffusion of effluent and decrease of the maximum ground concentration of the pollutant. In addition, low NO_x burners and a multi-cyclone precipitator will be employed to reduce emission of NO_x and dust from the plant.

3) C_{max} and X_{max} of Air Pollutants

Table 2 shows results of a short-term diffusion forecast by Bosanquet and Suttton's formulae

			Env. Standard	Operation Pattern		
				1 & 2 Units	3 Unit Only	1~ 3 Units
C_{max}	Sulfur oxide SO_2 (ppm)	1-hour value	< 0.1	0.103	0.030	0.117
		24-hour value	< 0.04	0.061	0.018	0.069
		2nd Standard * SO ₂ increment by No. 3 U. Ann. Ave.	< 0.0175	-	0.0045 ~ 0.015	
	Nitrogen Oxide NO_2 (ppm)	1-hour value	0.04 ~ 0.06 or less	0.03	0.008	0.034
		Dust (mg/m ³)	1-hour value	< 0.20	0.0135	0.0045
	24-hour value		< 0.10	0.0075	0.003	0.009
N_{max} (km)			-	2	6	2.5

*IBRD's guidelines

- The result satisfies the environmental standards when only 3 Unit is operate, but when the existing units are operated, the result exceeds the standard of SO_2 . The result concerning NO_2 and dust clear the standard in all operation modes.
- When operation of the existing units do not satisfy the SO_2 standard, the IBRD Guidelines will be applied; namely, SO_2 increment by operation of the newly added units shall be less than an annual average of 50 ug/m^3 (0.0175 ppm). The result satisfies the guidelines.
- The X_{max} is calculated to be places about 2 to 6 km away from the PS. Considering the prevailing wind direction of NNE, places in a direction of ground concentration of SO_2 and others. In the subject area or the surroundings, some villages scatter, but impact by addition of N° 3 Unit is estimated to be very minor and no serious problems is expected.

4.1.2 Measures for Prevention of Water Contamination

Daily or occasional waste water discharged from the equipment of N° 3 Unit is collected in the neutralization pond and neutralized water will be discharged into the river nearby (Rio Limancilla).

The water containing oil likely from a heavy oil storage tank yard is collected into an oil separation pond and the water separated from oil will be discharged into the rivers nearby through the discharge ducts.

4.1.3 Measures for Waste Disposal

Heavy oil ash and sediment from the neutralization pond will be disposed in a buried hole. The burying sites will be carefully selected and secured within and outside the premises. Attention will be paid to the burying disposal of these substances not to flow into the river.

4.1.4 Measures for Noise

A large fan (forced draft fan) and a boiler safety valve installed outside will be designed to have a silencer to suppress the noise to less than 70 phon or less at the boundary of the PS's premises.

4.1.5 Measures for Others (Air Environmental Monitoring)

Air environmental monitoring is planned at the surrounding of the PS including Escuintla City where a fixed monitoring station will be established. For other areas, it is planned to use an environmental monitoring vehicle periodically, i.e., every one month. The monitoring points will be selected where the places are not affected by exhaust gasses from the vehicles, and can be measured continuously whenever measurement is necessary.

For a purpose of data comparison before and after commissioning of No 3 Unit, the arrangement will have to be prepared immediately after start of the construction and the monitoring will be started as soon as possible.

The monitoring items and prospective locations are listed in Table-9 and Fig.-4. For final determination of the sites, the available meteorological data, wind direction data in particular, must be examined carefully.

4.2 MEASURES FOR PREVENTION OF AIR POLLUTION

4.2.1 Establishment of environmental Standards

The environmental standard against each probable pollutant in the surroundings of Escuintla Power Station is listed in a center column of the following table. In principle, this standard is prepared based on the environmental standards of Japan.

Table-3 Establishment of Air Environmental Standard

Pollutant	Environmental Standard	Reference
Sulfur Oxides (SO ₂)	Average of 1-hour values in a day: Less than 0.04 ppm; and - 1 hour value: Less than 0.1 ppm	Standard of Japan
	Increment SO ₂ concentration in the air by additional units: Less than 50 µg/m ³ , or 0.0175 ppm.	IBRD Guidelines
Nitrogen Oxides (NO ₂)	-Average of 1-hour values in a day: Within a range from 0.04 a 0.06 ppm or less	Standard of Japan (IBRD Guidelines and Standard of the USA are 0.05 ppm of an annual average)
Suspended Particulates (Dust)	- Average of 1-hour values in a day: Less than 0.10 mg/m ³ and - 1-hour value: Less than 0.2 mg/m ³	Standard of Japan Ref: IBRD Guidelines: Daily Max.. value: 0.50 mg/m ³ Ann. Ave. value: 0.1 mg/m ³

* Reasons for Adoption of Japanese Standard

As the power plant is surrounded by the agricultural land, is judged that the present air environment is kept in good conditions. Preservation of the good environment is essential to keep on the present condition without deteriorating the environment. Environmental Standards of Japan are severer internationally than the other countrishown in Attached Table-15.

The standard values are given in 1-hour values, which make comparison with the measured data much easier and management of the environmental preservation much more convenient.

Dust from the PS must be handled with care for the following regional feature

In the surrounding agricultural area, remains after the harvest of sugarcane and other products are often burned in the field and the smoke are floating widely in the sky aor a long time. Under such a circumstance, dust measured may exceed the standard.

4.2.2 Establishment of Effluent Emission Standard

1) Allowable Emission Standards

To clear the environmental standard established in the foregoing chapter, the effluent emission level of No.3. Unit will be regulated as listed in a center column in the following Table-4.

Table-4 Establishment of Effluent Emission Regulation

Pollutant	Emission Regulations	Reference
Sulfur Oxides(SO ₂)	Emission Regulations = 366 m ³ N/h (about 1,300ppm)	Standard of Japan Equivalent to C _{mas} = 0.030 ppm
Nitrogen Oxides(NO ₂)	Allowable emission concentration: 330 ppm (92.3 m ³ N/h)	Regulated value in Japan 150 ppm IBRD Guideline value: 200 ppm equivalent
Soot and Dust	*Allowable emission concentration: 150 mg/m ³ N	IBRD Guidelines for rural areas

Note: Allowable emission values of NO₂ and dust are those when the oxygen concentration in the emission is 4% at the measuring point.

* The Japanese standard is 50 mg/m³ N. Should No.3 Unit clear the standard, additional installation of an electric precipitator is necessary and it is estimated to cost about ¥ 700 million.

2) Calculations of Allowable Emission Standards

a. Sulfur Oxides

a) The allowable emission follows the emission regulations of Japan and is obtained by the following formula:

$$q = k \cdot 10^{-3} \cdot H_e^2 \dots\dots\dots (i)$$

Where, q: Allowable emission, m³ N/h
 k: Regional constant
 He: Effective height of the stack, m

As the power station belongs to "General Area" specified in the emission standard in Japan, k is calculated with 17.5.

b) Allowable Emission

The allowable emission of the existing No. 1 and 2 Units and additional No.3 Unit are calculated by the formula (i) above with the results below: No 1 and 2 Units emission does not satisfy the regulations of Japan.

Table- 5 Allowable Emission and actual Emission Values (SO₂)

	Existing		Addition
	No.1 (30 MW)	No. 2 (50 MW)	No. 3 (100 MW)
Exhaust gas (m ³ N/h)	131,500	211,000	313,200/327,300
Allowable SO ₂ emission (m ³ N/h)	81	134	366/*380
Actual SO ₂ emission (m ³ N/h)	148 ** (1,233 ppm)	237 (1,234 ppm)	360/*376 ** (1,233 ppm)
Stack height, Ho (m)	35	45	86
Gas Velocity at stack outlet (m/s)	29.3	15.2	28/*29
gas temperature at stack outlet (° C)	140	141	140/*140
Effective stack height, He(m)	68.3	87.5	144.5/*147.4

Note Exhaust gas is a wet gas value at rated load operation.

* Data at MCR

** Dry gas base

c) Relation between k-value and C_{max}

In the formula (i) to give allowable emission, q, put k = 17.5, then, C_{max} (1 hour value) becomes 0.030 ppm equivalent. Accordingly, this satisfies the environmental regulations that the 1-hour value shall be less than 0.1 ppm and its daily average shall be less than 0.04 ppm.

The above can be expressed in the following formula:

Based on the Sutton's diffusion formulae, the C_{max} to appear at a straight, downward axial direction from the origin of the emission can be

$$C_{max} = 0.234 \cdot \frac{C_z}{C_y} \cdot \frac{Q}{UHe^2} \cdot \eta \times 10^6 \dots\dots\dots(ii)$$

Where,

- C_{max} = SO₂ max. ground concentration (ppm)
- C_z = Diffusion parameter in a vertical direction
- C_y = Diffusion parameter in a horizontal direction
- Q = SO₂ emission (m³/s)
 = $q \times 1/3600 \times (273+15)/273$
 = $(293 \times 10^{-6}) \times q$ (m³N/h at ambient temp. of 15°C)
- U = Wind velocity (m/s)
- η = Time correction coefficient

Preliminary environmental survey by the MITI (The Ministry of Trade and Industry of Japan) uses, if no measured values for Sutton's diffusion parameters should be available, $C_z = 0.07$ and $C_y/\eta = 0.07/0.15 = 0.466 \sim 0.47$, where $\eta = 0.15$ is a time coefficient to obtain 1-hour value. Put these constants into the formula (ii),

$$C_{max} \text{ (1-hour value) } = 1.714 \times q/He^2 \text{ (ppm)} \dots\dots\dots (iii)$$

From formulae (i) and (iii),

$$C_{max} \text{ (1-hour value) } = 1.714 \times k \times 10^{-3} \text{ (ppm)}$$

Put $k=17.5$,

$$C_{max} \text{ (1-hour value) } = 0.29995 \rightarrow 0.030 \text{ (ppm)}$$

[Reference: Put the ambient temperature at 26.3°C of the annual average and $k=17.5$, then the C_{max} (1-hour value) becomes $0.03117 \rightarrow 0.032$ ppm.]

b. Nitrogen Oxides

a) The reasons to set the allowable exhaust gas level at 300 ppm are explained as follows:

First, the diffusion by a high stack can clear the environmental regulations on maximum ground concentration.

Secondly, if the project should follow the emission regulations of Japan at 150 ppm or IBRD's at 200 ppm, the plan must take the more advanced, complicated NO_x reduction measures such as 2-step combustion and exhaust gas mixing method with a large increase of project advanced, complicated NO_x reduction measures such as 2-step combustion and exhaust gas mixing method with a large increase of project cost. Adoption of these severe regulation is considered unpractical and expensive. For a case of the exhaust regulation at 300 ppm, the level can be attained practically enjoy by installation of low NO_x burners.

It is considered, from the above-mentioned, that an allowable exhaust level at 300 ppm is appropriate.

b) Allowable Exhaust Level

Table-5 Allowable Emission and Actual Emission Values (NO₂)

	Existing		Addition
	No.1 (30 MW)	No. 2 (50 MW)	No. 3 (100 MW)
Exhaust gas (m ³ N/h)	131,520	211,000	313,200
Allowable NO ₂ emission (m ³ N/h)	(300 ppm) (39.5)	(300 ppm) (63.3)	(300 ppm) (94)
Actual SO ₂ emission (m ³ N/h)	-	-	* (200~ 300 ppm) about 8 ~ 94

Note: NO₂ actual gas (for No.3) is an expected level.

Exhaust gas volume is a wet gas volume at rated output operation for every unit.

c. Dust

a) The reasons to set the allowable exhaust gas level of dust from the PS at 150 mg/m³ set forth by IBRD are explained as follows:

First, the diffusion by a high stack can clear the environmental regulations on the maximum ground concentration.

Secondly, if the project should follow the emission regulations of Japan at 50 mg/m³ the plan must install a high performance electric precipitator with necessary auxiliary equipment with a large investment.

Adoption of these severe regulation is considered unpractical and expensive. For a case of the exhaust regulation at 150 mg/m^3 , the level can be attained practically only by installation of a multi-cyclone precipitator.

It is considered, from the above-mentioned, that an allowable exhaust level at 150 mg/m^3 is appropriate.

b) Allowable Exhaust Level

Shown in the following table. Those for No. 1 and No. 2 are applied the same exhaust standard of No. 3.

Table-7 Allowable Emission Values (Dust and Soot)

	Existing		Addition
	No.1 (30 MW)	No. 2 (50 MW)	No. 3 (100 MW)
Exhaust gas ($\text{m}^3 \text{ N/h}$)	131,520	211,000	313,200
Allowable emission ($\text{mg/m}^3 \text{ N}$)	150	150	150
Actual emission (kg/h)	about 19.5	about 32	48

Note: Exhaust gas volume is a wet gas volume at rated output operation for every unit.

4.2.3 Measures for Prevention of Air Pollution

By combustion of heavy oil, No 3 Unit boiler is estimated to exhaust sulfur dioxides, nitrogen dioxides and soot and dust in the respective value shown bellow.

And these exhaust standards and measures are also described in the following table.

Table-8 Exhaust Volume and Outline of Measures (No.3 Unit)

Substance	Exhaust Volume at Rated Output	Exhaust Standard	Measures
Sulfur dioxides (SO_2)	$360 \text{ m}^3 \text{ N/h}$	$q = 366 \text{ m}^3 \text{ N/h}$ (1,317 ppm) K= value: 17.5	High stack of 86 m Exhaust velocity of 28 m/s
Nitrogen dioxides (NO_2)	Less than 300 ppm ($94 \text{ m}^3 \text{ N/h}$)	300 ppm	Low No_x burners
Dust	Less than $150 \text{ mg/m}^3 \text{ N}$ (48 kg/h)	$150 \text{ mg/m}^3 \text{ N}$	Multi-cyclone precipitator

1) Measures for SO₂

As the k-value in the Japanese Standard is set at 17.5, the stack height and emission exhaust velocity from the stack is set at 86 m and 28 m/s, respectively.

In this connection, the stack will be built on the ground as an independent type at the back yard of the boiler. Refer to Fig.-2.

[In the original plan, the stack is to be installed on the back of boiler steel frame and the top height was 52 m. In this case, the height was limited to 58 m from the design of boiler steel structure stability.]

Table-13 shows C_{max} and X_{max} values by SO₂ diffusion calculations.

2) Measures for NO₂

To control NO₂ concentration generated by boiler at less than 300 ppm (converted to O₂ concentration at 4% in the exhaust gas), low NO_x burners will be adopted. Though similar burners of variety of theories have been developed by many manufacturers, the one proven to guarantee an expected emission value of less than 300 ppm will be selected.

Table-13 shows C_{max} and X_{max} values by NO₂ diffusion calculations.

3) Measures for Dust

Dust emitted from a heavy oil thermal power plant is approximately 150~300 mg/m³ N when oxygen concentration in the exhaust gas at outlet of an economizer is about 1.0%. As variation of the particle sizes by difference of the boiler structure types or fuel kinds is not very rare, the particles of less than 5 μm occupy about 20% at outlet of air preheater.

To regulate the soot and dust emission level at 150 mg/m³ N or less, a cyclone type superior in separation efficiency of soot and dust of a particle size of less than 5 μm will be specified with a target overall efficiency of 50%.

Table -13 shows the maximum ground concentration of dust and the distance by the diffusion calculations.

4) Measures for Acid Smut

Dust from heavy oil-fired boiler contains a substantial water content and sulfur content. Then, the dew point temperature is estimated based on an expected SO_3 concentration in the exhaust gas, and the temperature at the outlet of air preheater is adjusted to be lower than the dew point temperature.

Nonetheless, the dust deposited on the flue duct and stack may come off from the deposited surface and go out from the stack as the deposit value increases when the exhaust gas flow fluctuates (due to change of plant output, unstable or incomplete combustion or unit startup). These sometimes become a flake form like snow and often drop near the stack:

The following measures for the acid smut will be taken:

- ◆ The plant shall be operated at low O_2 with a target oxygen concentration in the exhaust gas at economizer outlet at 1.0% vol. to decrease SO_3 concentration.
- ◆ Light oil shall be additionally fired to prevent soot from generation when unit starts or combustion is poor or else.
- ◆ A mechanical type precipitator shall be installed before the stack.
- ◆ The flue duct shall be designed with sufficient insulation and also the insulation of the stack shall be considered.
- ◆ Exhaust gas velocity inside the stack shall be kept at 20 m/s to prevent the soot or dust from depositing on inside surface of the stack.

5. DIFFUSION CALCULATION (ESTIMATION AND ASSESSMENT OF ENVIRONMENTAL IMPACTS)

5.1 Air Pollution

5.1.1 Air Pollution Forecast

- Short - term diffusion forecast calculation of sulfur oxides used Bosanquet and Sutton's diffusion formulae, based on which k-value regulation of Air Pollution Prevention Law of Japan is set forth.
- Nitrogen oxides and dust are assumed to behave like sulfur oxides.

- To obtain annual average values, for convenience sake, a coefficient was assumed to give an annual average concentration and it was multiplied by the result obtained by the short-term diffusion forecast calculation.

1) Diffusion Calculation

a. Calculation Conditions

b) Calculation Formula

[Bosanquet's effective stack height]

$$He = Ho + \alpha (Hm + Ht) \dots\dots\dots(iv)$$

$$Hm = \frac{4.77}{1 + 0.43 \cdot \frac{u}{v}} \cdot \frac{\sqrt{Q \cdot V}}{u} \dots\dots\dots(v)$$

$$Ht = 6.37g \frac{Q(T - T_1)}{u^3 \cdot T_1} (\log_e J^2 + \frac{2}{J} - 2) \dots\dots\dots(vi)$$

$$J = \frac{U}{\sqrt{Q \cdot V}} \cdot \left(0.43 \sqrt{\frac{T_1}{g \cdot G}} \right) = 0.28 \frac{V}{g} \cdot \frac{T_1}{(T - T_1)} + 1$$

Where,

- He : Effective stack height (m)
- Ho : Actual stack height (m)
- α : Exhaust gas rising coefficient (=0.65)
- U : Wind velocity (=6 m/s)
- V : Exhaust gas volume corrected to ambient temperature (m/s)
- Q : Exhaust gas volume corrected to ambient temperature (m³/s)
- T₁ : Temperature at which density of exhaust gas equals to air density
- T : Exhaust gas temperature
- G : Temperature gradient (0.0033°C)
- g : Acceleration of gravity (9.8 m/s²)

[Sutton's diffusion formula]

$$C(X,O) = \frac{2q\eta}{\pi \cdot C_y \cdot C_z \cdot U \cdot X^{2-n}} \exp\left[\frac{1}{X^{2-n}} \cdot \frac{He^2}{C_z^2}\right] \dots\dots\dots(vii)$$

$$C_{max} = 0.234 \frac{C_z}{C_y} \cdot \frac{Q}{U \cdot He} \eta \times 10^6 \dots\dots\dots(viii)$$

$$X_{max} = \left(\frac{He}{C_z}\right)^{\frac{2}{2-n}} \dots\dots\dots(ix)$$

Where,

- C(X,O) : Ground level concentration at downwind axial distance
- X : Downwind distance from smoke source (m)
- C_{max} : Maximum ground concentration (ppm)
- X_{max} : Distance to maximum ground concentration (m)
- Q : Discharged volume of pollutant
- C_y : Horizontal diffusion parameter (=0.07)
- C_z : Vertical diffusion parameter (=0.07)
- U : Wind velocity (=6 m/s)
- n : Coefficient of atmospheric turbulence (=0.25)
- He : Effective stack height (m)
- η : Time correction coefficient
 - : 1-hour value; 0.15
 - : 24-hour value: 0.89 (1-hour value x 0.59)

b) Calculation Elements

In calculation of Sutton's diffusion calculation ,those values used for Japan's Air Pollution Prevention Law are applied; namely, wind velocity is 6 m/s and air stability is neutral. The costants used in the calaculation are listed in Table-11.

The specifications of emission origin are the values at the rated load of the boiler as referred to Table-12.

Table-11 Constants for Exhaust Gas Diffusion Calculations

Item	Unit	1-hour value	24-hour value
Temperature	°C	26	26
Wind Velocity	m/s	6	6
Diffusion parameter	-	$C_y = C_z = 0.07$	$C_y = C_z 0.07$
Coefficient of atmospheric turbulence	-	$n = 0.25$	$n = 0.25$
Temperature gradient	°C/m	$G = 0.0033$	$G = 0.0033$
Exhaust rising coefficient	-	$\alpha = 0.65$	$\alpha = 0.65$
Time correction coefficient	-	$\eta = 0.15$	$\eta = 0.15 \times 0.59 = 0.89$

Tabla-12 Specifications of Emission Origin

Item	Unit	No. 1 U	No. 2U	No. 3 U
Operating output	MW	30	50	100
Exhaust gas volume (wet)	$10^3 \text{ m}^3 \text{ N/h}$	131.5	211	313.2
Gas at stack outlet	Temp.	°C	140	141
	Velocity	m/s	29	15
Stack	Effec. H.	m	68.4	87.4
	Actual. H.	m	35	45
	Dia.	m	$\phi 1.55$	1.778×3.8100
SO ₂	Exhaust Concent.	m	1.233	1.234
	Exhaust Concent.	$\text{m}^3 \text{ N/h}$	147.8	237.2
NO ₂	Exhaust Concent.	ppm	*300	*300
	Exhaust Concent.	$\text{m}^3 \text{ N/h}$	* 39.5	*63.3
Dust and soot	Exhaust Concent.	ppm	*150	*150
	Exhaust Volumen		*19-5	*32

Nota: * marked figures are values calculated by assumptions

b. Calculation Results

The calculation results for the maximum ground concentration and distance to the maximum ground concentration are shown on Tables-13 and 14. The calculations were made on condition that each unit is in operation of the rated output.

Table-13 Results of Calculation (C_{max} and X_{max}) 1/2

Items			No.1 U.	No. 2 U.	No. 3 U.	
Effective stack height, He			m	68.4	87.4	145.7
Maximum Ground Concentration C_{max}	SO ₂	1-hour value	ppm	0.055	0.053	0.030
		24-hour value		0.033	0.032	0.018
	NO	1-hour value	ppm	0.015	0.015	0.008
		24-hour value		-	-	-
	Dust and Soot	1-hour value	ppm	0.0075	0.0075	0.0045
		24-hour value		0.0045	0.0045	0.003
Distance to Maximum Ground Concentration, X_{max}			km	2.6	3.4	6.2

Table-13 Results of Calculation (C_{max} and X_{max}) 2/2

Items			No.1 + No. 2	All 3 Units	
Effective stack height, He			m		
Maximum Ground Concentration C_{max}	SO ₂	1-hour value	ppm	0.103	0.117
		24-hour value		0.061	0.069
	NO ₂	1-hour value	ppm	0.03	0.034
		24-hour value		-	-
	Dust	1-hour value	mg/m ³ N	0.0135	0.015
		24-hour value		0.075	0.009
Distance to Maximum Ground Concentration X_{max}			km	2	2.5

5.1.2 Impact of Air Pollution and Evaluation

1) Sulfur Dioxides

a. Exhaust Level of Existing No. 1 and 2 Unit and C_{max}

As Table-5 shows, actual SO₂ emission volumes of the existing No.1 and No.2 Units exceed the allowable one and do not satisfy the emission standard set forth before. And as Table-13 shows, C_{max} (1-hour values) of SO₂ are:

No.1 Unit only	C _{max} (1-hour value) : 0.055 ppm
No.2 Unit only	C _{max} (1-hour value) : 0.053 ppm
No.1 and 2 Units	C _{max} (1-hour value) : 0.103 ppm

These are near the level of 1-hour values of the Environmental Standard set forth before.

b. C_{max} after addition of No 3 Unit

a) Simultaneous Rated Output Operation of all 3 Units

In this case, the C_{max} becomes as shown below (Table-14) and exceeds the Environmental Standard set forth:

C _{max} (1-hour value) : 0.117 ppm
C _{max} (1-hour value) : 0.117 x 0.59 = 0.069 ppm

b) Because C_{max} when the existing No. 1 and 2 Units operate at the same time exceeds the Environmental Standard, the Environmental Standard (the 2nd Standard) of IBRD will be applied for No. 3 Unit.

This 2nd Standard specifies that the environmental concentration of SO₂ to be added by the additional equipment will be less than 50 ug/m³ (0.0175 ppm) in an average.

Since C_{max} (1-hour value) of SO₂ emitted from No. 3 Unit is 0.030 ppm or so, the annual average, assumed to be a half (1/2) of the 1-hour value as a conservative stand point of view, will be,

$$0.030 \times 1/2 = 0.015 \text{ ppm}$$

Further, where the standard specified in IBRD's guidelines is applied the annual average in one fourth (1/4) of the 24-hour value (maximum value),

$$(0.030 \times 0.59) \times 1/4 \rightarrow 0.0045 \text{ ppm}$$

Thus, the addition of No.3 Unit well satisfies the 2nd Standard.

2) Nitrogen Dioxides and Dust

As Tables-13 and 14 shows, the ground concentration of dust from No.3 Unit in forecast to be extremely low. Thus, impact of No.3 Unit addition on the surrounding environment is very small.

Regarding NO_x too, the environmental concentration derived from the power plant will not exceed the standard even though the influence from the other emission sources like vehicles are added.

SITUACIÓN ACTUAL Y TENDENCIAS DEL CONTROL DE LAS EMISIONES DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS EN COLOMBIA

Héctor García Lozada
Consultor Ambiental.
Bogotá, Colombia

RECEIVED
APR 15 1999
OSTI

Resumen

En este artículo se presenta, a partir de un breve recuento histórico, el análisis de la evolución del Sector Eléctrico Colombiano con énfasis en el comportamiento del componente termoeléctrico. Así mismo se ofrece una visión general sobre las características del parque térmico, en términos de los niveles de producción de energía, los tipos de combustibles utilizados y las cantidades anuales de contaminantes atmosféricos que se generan en el proceso de combustión. En la segunda parte del trabajo se comenta el esquema normativo y de regulación para el control de las emisiones, en particular de las procedentes de plantas termoeléctricas; y se identifican las tendencias de las políticas que para la administración del recurso atmosférico se están implantando en el país.

1. BREVE RECUENTO HISTÓRICO DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN COLOMBIA

En Colombia la generación de energía eléctrica para satisfacer tanto las necesidades del alumbrado en calles y domicilios, que se venía realizando mediante la utilización de velas y antorchas de sebo, como para abastecer el consumo de las pocas industrias de la época, se inició hacia finales del siglo XIX, particularmente en la última década.

El primer intento serio de producción de energía eléctrica en Colombia (enero de 1890) lo hizo la empresa "The Bogota Electric Light Co" para tal efecto eligió el carbón mineral como combustible e importó dos calderas con una capacidad total de 60 caballos de fuerza. Sin embargo, la empresa, tras muchas dificultades de tipo técnico debidas, entre otros factores, a la baja calidad del carbón y la baja confiabilidad del suministro, fue liquidada, en 1905, apenas después de cumplir los quince años de servicio. Este primer fracaso de la generación de electricidad a partir de carbón parece haber definido una serie de restricciones que en lo sucesivo serían impuestas a la generación termoeleéctrica cuando se le compara con la utilización del agua para tal fin. Ya en 1892 funcionaba una planta de energía en Barranquilla y en el año siguiente comenzó operaciones una en Santa Marta.

En contraste, con la experiencia de la Bogota Electric Light Co., la firma Samper

Brush y Cía. decidió utilizar el agua, que resultaba un medio más moderno y "limpio", cambiando de paso la imagen "sucias" que inspiraba el uso del carbón (De La Pedraga, 1985). Además, en ese entonces, el carbón mineral se consideraba como un combustible costoso y con muchos problemas para el suministro, argumentos que reforzaban su inconveniencia. El sitio seleccionado para la instalación de la planta hidroeléctrica fue el conocido como "El Charquito", sobre el río Bogotá. En plena Guerra de Los Mil Días, en agosto de 1900, se dio inicio a la generación hidroeléctrica mediante la puesta en marcha de un generador de 305 Kva, al tiempo que se instalaba otro de igual capacidad como reserva. Un proceso simultáneo terminó en Medellín dos años antes, en julio de 1898, con la inauguración del servicio de la luz eléctrica generada utilizando las aguas de la quebrada Santa Elena.

En ambos casos no se tuvo en cuenta el factor hidrológico como limitante de la confiabilidad del suministro del servicio de la energía hidroeléctrica y de ahí nació el concepto que ha imperado hasta nuestros días, en el sentido de construir plantas térmicas para compensar la deficiencia de las hidroeléctricas en el verano y satisfacer las necesidades del consumo cuando aquellas presenten problemas operativos.

La primera planta térmica instalada con éste criterio fue la de la Compañía Antioqueña de Instalaciones Eléctricas, en 1916, con una capacidad de 250 Kw. Aunque en Bogotá la idea había surgido con anterioridad, debido a la sequía de 1914, en la que el caudal del río Bogotá se redujo en un 75% y la reserva de la represa de Alicachín se agotó, solo hasta abril de 1923 se convirtió en una realidad debido principalmente a los problemas encontrados para la financiación de un proyecto de 4500 Kva, que en ese entonces, superaba, talvez por primera y única vez, a la capacidad hidroeléctrica instalada que era de 3635 Kva.

2. SECTOR ELÉCTRICO DE COLOMBIA (SEC)

El ente rector del SEC es el Ministerio de Minas y Energía el cual fue recientemente re-estructurado y fortalecido mediante la creación de tres unidades relacionadas con la Planeación Minero Energética, la Regulación de Energía y Gas y la de Información Minero- Energética. Como un aspecto fundamental en la reorientación sectorial se destaca la apertura para admitir la participación de la inversión privada en el desarrollo de proyectos energéticos, situación que en el pasado era monopolio del Estado.

La distribución de la energía se realiza mediante un sistema interconectado el cual integra varios sistemas regionales mediante una línea de transmisión a 230Kv/500 Kv que tiene una longitud de 522 Km. y conecta el Centro del país con la Costa Atlántica.

La capacidad instalada efectiva (1993) era de 9047 MW de los cuales el 78.7% (7127 MW) correspondían a centrales hidráulicas y el restante 21% (1920 MW) a plantas térmicas. En la Fig. 1 se observa la composición regional de la capacidad del SEC.

2.1 Tipos y edad de las plantas térmicas

El parque termoeléctrico del SEC está conformado por plantas a vapor, fuel oil y turbogas. Las plantas constan de unidades con capacidades desde 3 MW (Leticia) hasta 168 MW (Guajira). De una relación de 54 unidades evaluadas, el 63% (34) tienen una capacidad inferior a 33 MW, 4 unidades entre 33 y 66 MW, 13 unidades entre 66 y 160 MW, y 3 unidades con capacidad superior a los 160 MW.

Según las estadísticas de ISA (Informe anual de operación) y del CASEC, la Unidad de generación más antigua que se encuentra en operación es la No.1 de Termoyumbo, la cual fue instalada en 1958 y tiene una capacidad de 12.5 MW. El 10% de la capacidad instalada en térmicas sobrepasa los veinte años de antigüedad y el 40% está en funcionamiento hace más de diez años.

La eficiencia global en la generación de energía, en las centrales térmicas, se ha mantenido por debajo del 25% y ha mostrado un descenso de cerca del 5% durante los últimos veinte años (OLADE). Colombia muestra los promedios más bajos en la eficiencia de la producción termoeléctrica comparada con otros países de América Latina, situación que se torna más crítica si se tiene en cuenta que la eficiencia a nivel regional se considera baja. En parte este fenómeno se atribuye a la edad del parque térmico y a las prácticas deficientes en la operación y mantenimiento de las plantas.

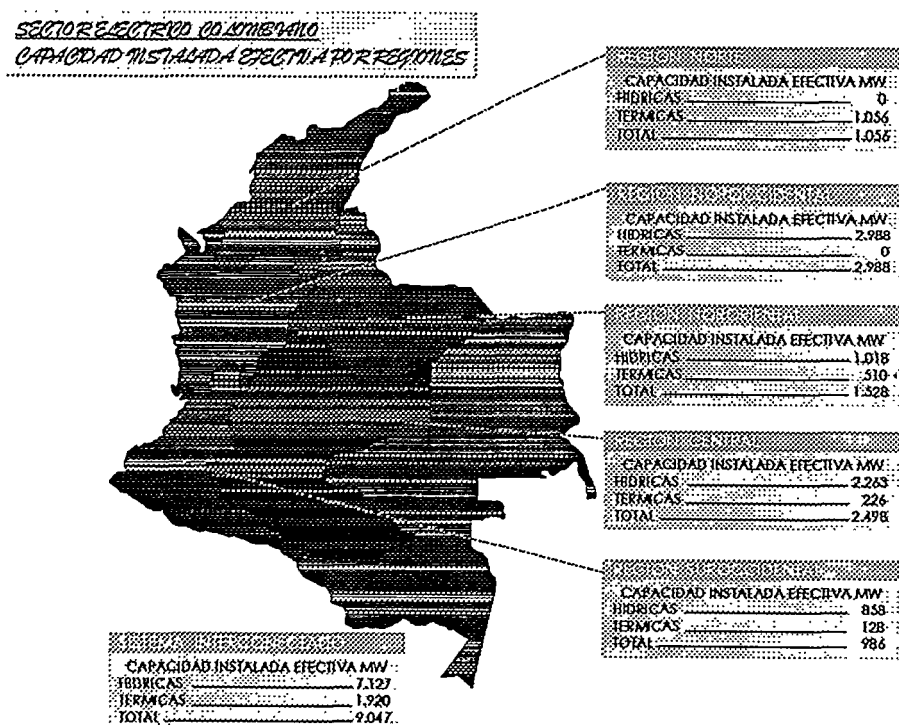


Figura 1: Sector eléctrico colombiano. Capacidad efectiva instalada

Tipo de combustibles utilizados y su consumo relativo en la generación de energía

Para la producción de termoelectricidad en Colombia se utilizan combustibles fósiles como el carbón, el gas, los derivados del petróleo: Fuel Oil, ACPM, y Crudo de Castilla. En la figura 2. se muestra la participación de cada uno de los combustibles en capacidad efectiva instalada para el año 1995.

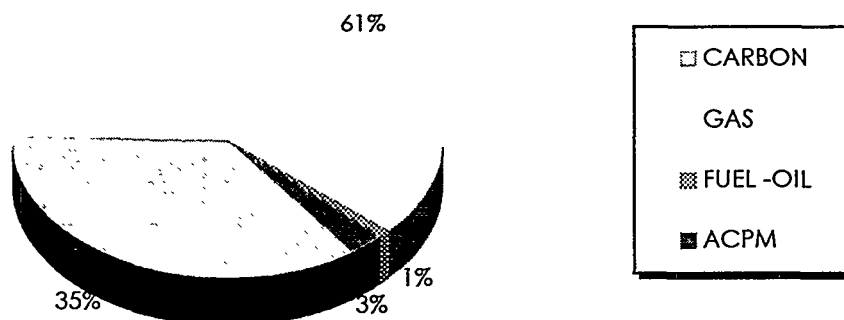


Figura 2: Capacidad efectiva instalada. Parque térmico

Las cuencas carboníferas del altiplano Cundiboyacense, Santander, Guajira, Cesar y el Valle del Cauca, suministran el mineral a las plantas térmicas. Las explotaciones

carboníferas corresponden en su gran mayoría a la escala de pequeña minería subterránea. Los carbones utilizados son del tipo sub-bituminoso y bituminoso, los cuales en general ofrecen bajos contenidos de cenizas (hasta 20%) y azufre (máx. 1.5%), talvez a excepción de los consumidos en Yumbo (Valle) que presentan valores hasta de 34% de cenizas y 3.5% de azufre.

A su vez la producción del Crudo de Castilla se realiza en los Llanos Orientales, mientras que la refinación para la producción de ACPM y Fuel Oil tiene lugar en las plantas de Ecopetrol localizadas en Mamonal (Bolívar) y Barrancabermeja (Santander). De los campos de Chuchupa y Ballenas, localizados en la Guajira, y de Payos, en Santander, se extrae el gas natural para abastecer las Centrales Térmicas que consumen éste combustible.

Los **consumos relativos** de los combustibles más importantes utilizados para la generación de energía en Colombia, en 1991 (año para el cual se dispone de la información desagregada), fueron en cifras redondas 1.15 millones de toneladas de carbón, 55.000 millones de pies cúbicos de gas natural y casi 10 millones de galones de fuel oil. En términos de calor su combustión en las plantas térmicas produjo un total de 21.7 Teracalorías (1 Teracaloría = 1 billón de calorías), para generar 7602 Gwh.

En términos de producción de termoelectricidad, las plantas a base de gas aportaron el 64.4% del total generado en 1991; en su orden, el carbón contribuyó con el 30.2% y el

fuel oil con el restante 5.4%. La distribución del aporte de cada uno de los combustibles en el total de la generación de energía para el año 1995 se ilustra en la figura 3.

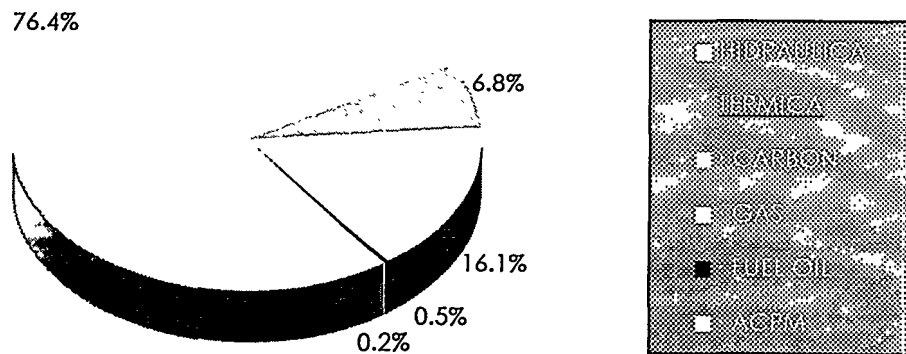


Figura 3: Generación de energía bruta por recurso

El consumo energético (Kcal/KWh) específico global, es decir, considerando toda la producción del año '91, indica que a las termicas a base de fuel oil corresponde el menor consumo de calor por KWh producido (0.92), mientras que las que consumen gas requieren 2840 Kcal. por cada KWh generado y las que operan a base de carbón 3220.

2.3 Evolución del parque térmico

Las estadísticas energéticas (Minminas, 1990) indican que desde 1940, entre cada 7 y 10 años se ha duplicado la capacidad instalada del SEC. La contribución del componente térmico al crecimiento del Sector se ha caracterizado por una serie de altibajos determinados fundamentalmente por la posibilidad de aprovechamiento del recurso hídrico. En efecto, los datos históricos muestran que en la primera mitad de la década del 40 el crecimiento de éste componente del SEC fue del 21.4% anual, (28 a 73.4 MW) mientras que en la segunda parte del decenio se presentó un decrecimiento del 1.6%, es decir, no se instalaron más plantas térmicas y la capacidad instalada al final de 1950 era de 67.8 MW, como se observa, inferior a la existente en 1945.

Luego se reactivó la utilización de termoeléctricas para la generación de energía y el subsector volvió a crecer entre 1951 y 1956 a una tasa promedio anual de 28.9%. En los siguientes 9 años se mantuvo una tasa casi constante pero creciente en la capacidad instalada de las plantas térmicas, en cerca del 9% anual, lo cual significó su duplicación en este período, para pasar de 744.3 a 1504.4 MW.

A partir de 1966 y hasta la fecha, se distinguen dos períodos bien diferenciados en cuanto a la evolución del subsector, así: Entre 1966 y 1984, el crecimiento de la

capacidad instalada fue del 7% promedio anual, durante estas casi dos décadas, las térmicas pasaron de 655.5 a 2191.1 MW. El otro período (1985-1992) es quizá el más crítico del SEC no solo porque el componente termoléctrico, fue prácticamente abandonado, al punto que en 1992 tan solo había 8.3 MW térmicos más que los existentes en 1985, sino porque las reservas hidroeléctricas descendieron drásticamente avocando al país a una situación de racionamiento con todas las consecuencias sociales y económicas inherentes.

2.4 Nuevo Enfoque del Plan de Expansión

Luego de la crisis energética mencionada, se ha vuelto a mirar la generación termoléctrica con menos recelo que en el pasado, y se ha visto que ésta constituye una estrategia adecuada para reducir la dependencia del factor hidrológico en la satisfacción de las crecientes necesidades de electricidad en un país que muestra claros índices de crecimiento económico y que se ha involucrado de manera decisiva en los procesos de la Apertura Económica que le imponen la complementación de su infraestructura y servicios, a corto plazo, para entrar competitivamente a los mercados internacionales.

En este sentido el catalogo de proyectos que conforman el Plan de Expansión de Referencia del SEC (1998-2002) contempla 13 plantas térmicas, dos de ellas autorizadas al sector privado, con una capacidad total de 3055 MW y solo 4 hidroeléctricas que suman 1197 MW, es decir, el 39% de la capacidad prevista para las Centrales Termoeléctricas. Lo anterior indica que si se desarrollan los proyectos previstos el SEC incrementará su capacidad instalada hasta los 13326 MW, y el componente térmico pasará de representar el 24 al 39% del total de MW instalados.

2.5 Producción de Termoelectricidad

En 1940 se produjeron 362.8 GWh en el país y en 1992, casi 90 veces más (31847 GWh). La participación de las plantas térmicas en la producción de electricidad alcanza en promedio, para el período citado, un 25.5%, cifra muy representativa de lo que ha sido la contribución del componente térmico a la oferta eléctrica en Colombia.

Es interesante observar como a pesar de que, por ejemplo, en la década citada, entre 1956 y 1966, en la que la capacidad instalada de las térmicas fue en promedio del 44%, su contribución en la producción de electricidad no pasó de una cuarta parte del total generado en el SEC, fracción muy similar a otras épocas en las que su proporción con respecto a la capacidad total instalada ha sido muy inferior a esa cifra. Basta citar el ejemplo más reciente, del año 1992, en el que la termoelectricidad alcanzo el 30.8% del total producido, con un parque térmico que no representaba siquiera el 24% de la capacidad del SEC.

3. CUANTIFICACIÓN DE LAS EMISIONES DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

3.1 Partículas

En 1991 se produjeron 95224 toneladas de partículas en las Centrales Termoeléctricas, de las cuales el 99.8% resultaron de la combustión del carbón. Si se asume que la eficiencia de los filtros electrostáticos instalados en las plantas térmicas, pudo haber alcanzado valores entre el 75 y el 93%, la emisión de partículas a la atmósfera se ubico entre 6665 y 23806 toneladas. (Figura 4)

3.2 Oxidos de azufre

Las emisiones de óxidos de azufre (1991) fueron de 26900 toneladas. Nuevamente el carbón fue el combustible que aportó la mayor cantidad (peso) de éste contaminante (96.7%) con un total de 25800 Ton. la combustión del fuel oil aportó 858 toneladas de óxido de azufre (3.2%) y la del gas apenas un 0.1%.

3.3 Oxidos de nitrógeno

La combustión del gas natural se constituyo en el mayor contribuyente a las emisiones de óxidos de nitrógeno (NOx) en las plantas termoeléctricas. En efecto, de las 23000 toneladas de (NOx), el 59.3 fueron producidas por la combustión del gas natural , seguida de un 40,6% correspondientes a la combustión del carbón y un 0.1% al fuel oil.

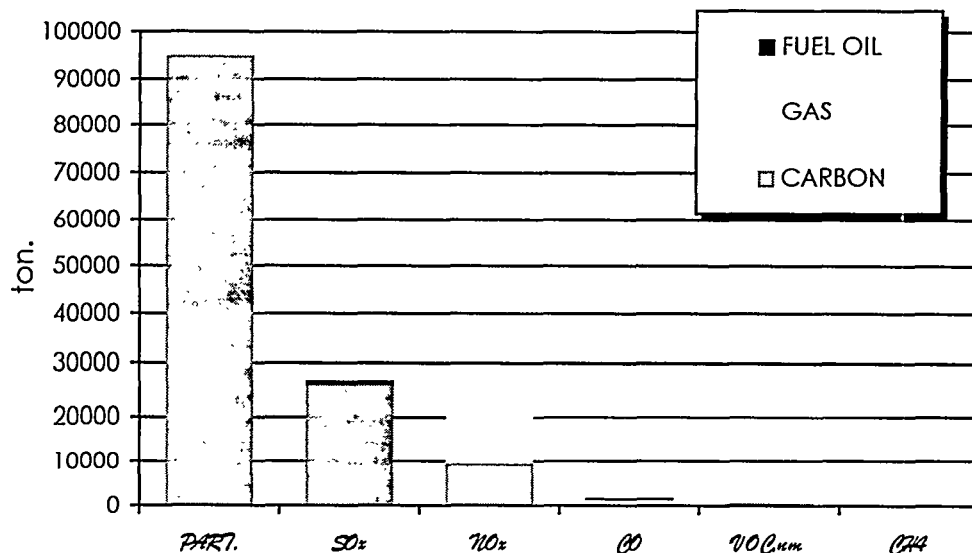


Figura 4: Emisiones atmosféricas - 1991

3.4 Otros contaminantes

En la combustión de los combustibles fósiles se generan otros contaminantes como los óxidos de carbono (CO, CO₂), los Compuestos Orgánicos Volátiles no metánicos (VOC, nm) y el metano (CH₄). Las emisiones de estos compuestos solo alcanzaron el 1.8% del total de contaminantes arrojados a la atmósfera en los procesos termoeléctricos del SEC, en 1991.

Aunque las emisiones de los compuestos citados en el párrafo anterior sean inferiores al 2% del total, esto no significa necesariamente que el nivel de riesgo sea menor comparado con las cantidades, por ejemplo, de partículas emitidas. En otras palabras, la toxicidad inherente a cada compuesto hace que su riesgo ambiental y epidemiológico relativo no sea proporcional a la cantidad arrojada a la atmósfera.

Por cada KWh generado en las termoeléctricas, a las condiciones de operación de 1991, se produjeron 66 gramos de contaminantes, así: 40 g. de partículas, 20 g. de SO_x, 5.6 g. de NO_x y 0.51 g. de CO, VOCnm y CH₄. El 92.5% de las emisiones (que alcanzan 3.2 g/KWh) en una termogás lo constituyen los NO_x, mientras que el principal contaminante emitido por las térmicas a base de fuel oil son los óxidos de azufre (71%).

Las emisiones totales de contaminantes atmosféricos en el SEC (148 mil toneladas, 1991) comparadas con las emisiones totales del sector industrial y las fuentes móviles (vehículos) en el país representan entre el 1 y el 3%. Las fuentes móviles aportan cerca del 75% y la industria algo más del 20% de la contaminación atmosférica de Colombia.

4. TENDENCIAS EN LA REGULACIÓN Y CONTROL DE LAS EMISIONES ATMOSFÉRICAS

4.1 La Ley Ambiental

En diciembre de 1993 el gobierno Nacional expidió la Ley 99 (Ley Ambiental), mediante la cual se reorganizó el Sistema Nacional Ambiental (SINA) y se creó el Ministerio del Medio Ambiente, en consecuencia, con la aparición de este nuevo orden institucional se inició un proceso de reglamentación de la Ley con el fin de establecer las normas y procedimientos que permitan viabilizar la aplicación de la Política Ambiental Nacional, basada entre otros postulados en el reconocimiento del modelo de Desarrollo Sostenible como el modelo apropiado para asegurar las posibilidades de crecimiento económico en armonía con la utilización de los recursos naturales del país y las aspiraciones en el mejoramiento de la calidad de vida de la población.

4.2 Enfoques y tendencias normativas para el control de emisiones atmosféricas

Desde el punto de vista de la respuesta Institucional al problema de la contaminación atmosférica en Colombia, el Ministerio del Medio Ambiente ha promulgado un conjunto de políticas y reglamentos relacionados con la gestión y administración del recurso aire. De este proceso vale la pena destacar lo siguiente:

- La aplicación de un *Enfoque Preventivo*, más que remedial, para el control de la contaminación del aire mediante el estímulo para la adopción de tecnologías limpias, lo cual implica la reducción de los volúmenes de contaminantes en la fuente, y simultáneamente el desestímulo de la utilización de la estrategia del control al final del proceso (end of pipe) como la alternativa casi única de control del problema.

El impulso a los *mecanismos de autoregulación* mediante la promoción y firma de los Convenios Sectoriales para una Producción Limpia a través de los cuales se intenta el fortalecimiento de una "cultura" de autocontrol en los diferentes componentes del Sector Productivo ofreciendo como contraprestación asesoría técnica, apoyo para la consecución de la cooperación internacional, posibilidad de concertar plazos para el desarrollo de proyectos de control y la reducción de aranceles e impuestos para la importación de equipos y sistemas para el control de la contaminación atmosférica.

- La *promulgación de un Decreto* (948/95) en el cual se adoptan procedimientos novedosos en el país que facilitan la intervención de las autoridades ambientales en el proceso de vigilancia y control de la calidad del recurso atmosférico.

4.3 Aspectos relevantes en el reglamento de protección y conservación de la calidad del aire

- *Establecimiento de niveles de contaminación del aire y medidas para atención de episodios.*

El objetivo de la declaración de los niveles de *prevención, alerta y emergencia* es detener, mitigar o reducir el nivel de concentración de contaminantes y lograr el restablecimiento de las condiciones preexistentes más favorables para la población expuesta. Estos niveles se refieren a estados excepcionales de alarma cuya declaración se podrá efectuar cuando ocurran episodios que puedan incrementar la concentración y el tiempo de duración de la contaminación atmosférica.

El **Nivel de Prevención** se refiere a eventos en los que la concentración promedio anual de contaminantes en el aire sea igual o superior al máximo permisible por la norma de calidad, en un tiempo de exposición o con una recurrencia tales, que se haga necesaria una acción preventiva.

El **Nivel de Alerta** se define para situaciones en las que la concentración diaria de contaminantes sea igual o exceda la norma de calidad diaria, en un tiempo de exposición tal que constituya, en su estado preliminar, una seria amenaza para la salud humana o el medio ambiente.

El **Nivel de Emergencia** se declarará cuando la concentración horaria de contaminantes sea igual o exceda a la norma de calidad horaria, en un tiempo de exposición tal, que presente una peligrosa e inminente amenaza para la salud pública o el medio ambiente.

• *Restricciones del uso de combustibles contaminantes*

Se prohíbe el consumo de combustibles que contengan sustancias contaminantes superiores a los que establezcan los respectivos estándares, en calderas y hornos para uso comercial e industrial o para generación de energía en termoeléctricas o en motores de combustión interna de vehículos automotores; así como el uso de aceites lubricantes de desecho, como combustible en calderas u hornos de carácter comercial o industrial, a partir del 1o. de Enero de 1997. Con anterioridad a esta

fecha el aceite lubricante de desecho no podrá ser utilizado como combustibles único en ningún proceso y deberá ser mezclado en proporción no mayor del 40%, con otros combustibles líquidos refinados.

De otra parte se prohíbe el uso de crudos pesados con contenidos de azufre superiores a 1.7% en peso, como combustibles en calderas u hornos de establecimientos de carácter comercial, industrial o de servicios, a partir del 1o. de enero del año 2001.

• *Cupos de emisión y restricciones a nuevos establecimientos en áreas de alta contaminación*

No se autorizará el funcionamiento de nuevas instalaciones industriales, susceptibles de causar emisiones a la atmósfera, en áreas-fuentes en que las descargas de contaminantes al aire, emitidas por las fuentes fijas ya existentes, produzcan en su conjunto concentraciones superiores a las establecidas por las normas de calidad definidas para el área-fuente respectiva.

En la clasificación de una zona como área-fuente, se determinarán los contaminantes cuyas emisiones son objeto de restricción, tanto para establecer el programa de reducción como para determinar los cupos de nuevas emisiones.

No se otorgarán *cupos de emisión* en contravención con los programas de reducción a que esté sometida un área-fuente. El cupo nuevo de emisión que resulte de una reducción de descargas globales se asignará a los solicitantes de la licencia

ambiental, o del permiso de emisión, en el orden cronológico de presentación de las respectivas solicitudes.

• *Proceso de licenciamiento*

El *permiso de emisión atmosférica* autoriza a las personas naturales o jurídicas, públicas o privadas, para que dentro de los límites permisibles establecidos en las normas ambientales respectivas, se puedan realizar emisiones atmosféricas.

Será posible el otorgamiento del *permiso colectivo de emisión* a las asociaciones, agremiaciones o grupos de pequeños y medianos empresarios, que conjuntamente lo soliciten y que reúnan las siguientes características comunes:

- Que operen en una misma y determinada área geográfica, definida como área-fuente de contaminación, y produzcan conjuntamente un impacto ambiental acumulativo;
- Que realicen la misma actividad extractiva o productiva, o igual proceso industrial; y
- Que utilicen los mismos combustibles y generen emisiones similares al aire.

Para la solicitud del permiso de emisión atmosférica, además de la información relacionada con la calidad jurídica del solicitante, es necesario preparar un documento técnico que contenga al menos la siguiente información: (1) Localización de las instalaciones, del área o de la obra, (2) Cronograma del proyecto, (3) Concepto sobre uso del suelo, (4) Información meteorológica básica del área afectada por las emisiones, (5) Descripción de las obras, procesos y actividades de producción, mantenimiento, tratamiento, almacenamiento o disposición, que generen las emisiones, (6) Estudio técnico de evaluación y dispersión de las emisiones de sus procesos de combustión o producción, (7) Diseño de los sistemas de control de emisiones atmosféricas existentes o proyectados, su ubicación e informe de ingeniería y (8) Informar si se utilizarán controles al final del proceso para la reducción de las emisiones atmosféricas, o tecnologías limpias, o ambos.

• *Planes de Reconversión a Tecnologías Limpias*

Se consideran como **Tecnologías Limpias**, los instrumentos, métodos y procedimientos de producción, resultantes del más avanzado desarrollo de la ciencia y la tecnología existentes, que en su conjunto, se hallen disponibles en el mercado nacional o internacional, o sean desarrollados específicamente para el cumplimiento de los objetivos de reconversión a tecnologías limpias definidos en la

norma, y que siendo utilizados en las actividades industriales, comerciales o de servicio, han sido diseñados de manera tal, que como resultado de la respectiva actividad se produzca, en todo su proceso, el mínimo impacto sobre el medio ambiente, los recursos naturales renovables y la salud humana.

Dichas tecnologías aunque pueden emplear procesos de combustión o combustibles más limpios, deben, además de dar cumplimiento a las normas y estándares de emisiones al aire y lograr efectivamente el cumplimiento de por lo menos dos (2) de los siguientes objetivos:

- Reducir y minimizar la generación de contaminantes, tanto en cantidad, por unidad de producción, como en toxicidad y peligrosidad, antes de ser tratados por los equipos de control.
- Reducir y minimizar la utilización de recursos naturales y de energía, por unidad de producción.
- Reutilizar o reciclar subproductos o materias primas, por unidad de producción o incorporar a los procesos de producción materiales reciclados.
-

Las fuentes fijas cuyo Plan de Reversión a Tecnología Limpia (PRTL) sea aprobado y fueren clasificadas por la autoridad ambiental competente deberán acogerse a la suscripción de un Convenio de Reversión a Tecnología Limpia (CRTL), sujeto al plazo de aplicación de las normas y estándares y demás condiciones que se acuerden en el respectivo convenio, dentro de los límites establecidos para la categoría correspondiente.

Clasificación de Industrias o Actividades Contaminantes.- Según el grado de reversión tecnológica que requieran para reducir sus impactos sobre el medio ambiente, los recursos naturales renovables y la salud humana las fuentes fijas causantes de emisiones contaminantes a la atmósfera, se clasificarán en las siguientes categorías, así:

Industrias o Actividades Tipo I: Las que no requieren reversión a tecnología limpia o instalaciones adicionales de controles al final del proceso para ajustarse a las normas, ni plazo de ajuste para la aplicación de los estándares.

Industrias o Actividades Tipo II: las que requieren un bajo grado de reversión a tecnología limpia, o controles al final del proceso, o ambos, y un plazo máximo de dos (2) años para la aplicación de los estándares.

Industrias o Actividades Tipo III: las que requieren un grado medio de reconversión a tecnología limpia, y un plazo superior a dos (2) años e inferior a cinco (5) años para la aplicación de los estándares.

Industrias o Actividades Tipo IV: las que requieren un alto grado de reconversión a tecnología limpia y plazo superior a cinco (5) años e inferior a diez (10) años para la aplicación de los estándares.

Se establecerá un régimen especial de descuento de tasas retributivas y compensatorias a las fuentes fijas que adopten y ejecuten debidamente los Planes de Reconversión a Tecnologías Limpias.

• *Vigilancia y control: informe de estado de emisión /art.97) adpción de tecnologías limpias /art.98,100, 102, 111)*

Rendición del Informe de Estado de Emisiones- Oportunidad y Requisitos.- Todas las fuentes fijas existentes en el territorio nacional que realicen emisiones contaminantes al aire o actividades capaces de generarlas, sometidas a control por los reglamentos, deberán presentar una declaración que se denominará "Informe de Estado de Emisiones" (IE-1), que deberá contener cuando menos, lo siguiente:

Efecto Burbuja.- Cuando en una instalación industrial se presenten varios puntos de emisión de contaminantes provenientes de calderas u hornos para generación de calor o energía que consuman el mismo combustible y descarguen el mismo contaminante, la suma de sus emisiones puntuales será la que se compare con la norma.

Si los puntos de emisión provienen de procesos productivos en donde se obtiene el mismo producto o servicio y se descarga el mismo contaminante, mediante procesos técnicos que no son necesariamente iguales, la suma de las emisiones puntuales será la que se compare con la norma.

En los casos en que los puntos de emisión provengan de calderas u hornos que consuman el mismo combustible, para efectos de comparación de sus emisiones con la norma, deberá considerarse el consumo calorífico total de sus procesos de combustión.

Cuando los puntos de emisión provengan de procesos productivos donde se produzca el mismo producto terminado, para efectos de comparación de sus emisiones con la norma, se sumará la producción total de sus procesos.

Visitas de Verificación de Emisiones.- Las fuentes fijas de emisión de contaminación del aire podrán ser visitadas en cualquier momento por parte de

funcionarios de la autoridad ambiental competente o por los auditores a quienes la función técnica de verificación les haya sido confiada, los cuales al momento de la visita se identificarán con sus respectivas credenciales, a fin de tomar muestras de sus emisiones e inspeccionar las obras o sistemas de control de emisiones atmosféricas.

• *Sanciones*

Sanciones para Fuentes Fijas.- Ante la comisión de infracciones por fuentes fijas, la autoridad ambiental competente, de conformidad con las normas del presente Decreto, impondrá las siguientes sanciones y medidas preventivas:

A. Multas.

1. Multas diarias hasta por una suma equivalente a 30 salarios mínimos diarios legales, por la comisión de infracciones leves y por la primera vez,
2. Multas diarias por una suma equivalente a no menos de 30 ni más de 150 salarios mínimos mensuales legales, por la comisión de infracciones graves
3. Multas diarias hasta por una suma equivalente a no menos de 150 ni más de 200 salarios mínimos mensuales legales, por la comisión de infracciones muy graves que causen efectivamente daños comprobables en el medio ambiente o la salud humana; y hasta por una suma equivalente a 300 salarios mínimos mensuales legales, cuando comprobados los daños muy graves causados por la infracción, estos resulten ser irreparables.

B. Otras Medidas.

Serán procedentes las siguientes, que serán impuestas según la gravedad y modalidad de la infracción, las condiciones que hayan rodeado su comisión, los medios necesarios para evitar o corregir sus efectos dañinos y las circunstancias agravantes y atenuantes:

1. Suspensión de la licencia ambiental y de los permisos de emisión, y el consiguiente cierre temporal del establecimiento o la suspensión de las obras o actividades.
2. Cierre definitivo del establecimiento o edificación o clausura definitiva de la actividad, obra o prestación del servicio respectivo y consiguiente revocatoria de la licencia ambiental y de los permisos existentes.

3. Decomiso, temporal o definitivo, o destrucción, de las materias primas, sustancias, productos e implementos utilizados para la comisión de la infracción.

Criterio para la Estimación del Valor de las Multas.- En los casos en que la ley o los reglamentos no hayan establecido un monto preciso de la multa a imponer, la autoridad ambiental que imponga la sanción estimará el valor de la multa en una suma que no podrá ser inferior al valor de costo en que el sancionado ha dejado de incurrir, por no realizar las obras, cambios, adecuaciones o acciones tendientes a mitigar, reducir o eliminar, según sea el caso, el impacto que su actividad produce en el medio ambiente, los recursos naturales renovables o la salud humana.

5. REFERENCIA

1. Acodal, OPS, OMS. (ed). *Compendio de Legislación Sanitaria*, Cali, 1991.
2. Battelle Columbus Labs, *Power plant utilization of coal*, Columbus, Ohio, 1974.
3. Carroll, L. W. *Coal - Bridge to the future. Report of the world coal study*, Ballinger Publishing Company. Cambridge, Massachusetts, 1980.
4. Cider, EEB, ISA. *Estudio Ambiental de Termozipa*, Bogotá, 1993.
5. Comisión de las comunidades europeas. *El carbón puede ser verde*, Bruselas, 1992.
6. De La Pedraja, T.R., *Historia de la energía en Colombia, 1537-1930*. El Ancora Editores, Bogotá, 1985.
7. Empresa Colombiana de Carbón, ECOCARBON, *Oportunidades de inversión en Colombia en Centrales termoeléctricas a carbón*, Bogotá, 1994.
8. Edgar, T.F. *Coal processing and pollution control*, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1983.
9. García, L.H. *Evaluación Ambiental en Centrales Termoelectricas*, Revista Contaminación Ambiental. Medellín, 1986.
10. García, L.H. *Calidad del aire y generación termoeléctrica en Colombia*, Revista AINSA. Medellín, 1985.

11. Interconexión Eléctrica S.A. *Informes anuales de operación*, Medellín, 1988 - 1995
12. Interconexión Eléctrica S.A. *Evaluación Ambiental del Plan de Expansión del Sector Eléctrico Colombiano*, Medellín, 1992.
13. Ministerio del Medio Ambiente. *Decreto 948 sobre control y prevención de la contaminación del aire*, Bogotá, 1995.
14. Ministerio de Minas y Energía. *Plan Energético Nacional*, Bogotá, 1994
15. Olade, Minminas, Carbocol, Ingeominas. *Evaluación Ambiental Ex-post de la central termoeléctrica de Paipa*, Bogotá, 1992.
16. Organisation for economic co-operation and development, OCDE. *Costs of coal pollution abatement*, Paris, 1983.
17. Ortega, T. J.(ed). *Código Nacional de Los Recursos naturales Renovables y Protección al Medio Ambiente*, Segunda Edición, Editorial TEMIS. Bogotá, 1986.
18. Perry, R. G. *Política petrolera: Economía y medio ambiente*, CEREC-FESCOL. Bogotá, 1992.
19. U.S environmental protection agency. *Supplement C to Compilation of Air Pollutant Emission Factors, AP-42, Fourth Edition*, North Carolina, 1990.
20. World Coal Institute (WCI). *Coal in the development. Proceedings of the WCI conference and exhibition*, London, England, 1991.

DIAGNÓSTICO GENERAL DEL CONTROL DE LA CONTAMINACIÓN DE LOS GASES DE LA COMBUSTIÓN EN LAS CENTRALES TERMOELÉCTRICAS DEL INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACIÓN "INECEL"

Efrén Romero Arce
Central Térmica Gonzalo Zevallos
Ecuador

RECEIVED
APR 15 1999
USTI

1.- INTRODUCCIÓN

El objetivo de este trabajo es presentar en forma general, las características del Sector Eléctrico del Ecuador, su Sistema Nacional Interconectado, las principales leyes vigentes en el País sobre la Prevención y Control de la Contaminación Ambiental relacionadas con éste sector y, un panorama general respecto al Control de Contaminación en las Centrales Termoeléctricas del INECEL.

2.- ASPECTOS GENERALES

Ecuador se encuentra ubicado en la Costa Nor-Occidental de América del Sur, en la Línea Equinoccial. Su capital es Quito; limitado al Norte por Colombia, al Sur y Este por Perú y al Oeste por el Océano Pacífico; su superficie total es de 270.670 Km² sin considerar la zona de controversia con el Perú. Su población aproximada es de 11,5 millones de habitantes. Posee cuatro regiones naturales bien definidas: Región Litoral o Costa, Interandina o Sierra, Oriental o Amazónica y la Insular o Archipiélago de Galápagos. Tiene un clima muy variado desde tropical en la Costa hasta frío y glacial en la Sierra.

La Cordillera de los Andes atraviesa de Sur a Norte el territorio Ecuatoriano con elevaciones de hasta 6.267 msnm (Nevado Chimborazo), que permiten la formación de una gran cantidad de ríos. Posee además, yacimientos petrolíferos principalmente en la región oriental y en la Península de Santa Elena en la Costa, que junto con los ríos, el País ha aprovechado para el desarrollo de su sistema de generación de Energía eléctrica a través del INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION "INECEL" Y DEMAS EMPRESAS ELECTRICAS.

3.- INECEL

Es un Organismo Estatal autónomo, con personería jurídica de Derecho Público. Se crea mediante decreto ejecutivo el 23 de mayo de 1.961 con el propósito de asumir la responsabilidad del desarrollo eléctrico del País en todas sus fases. Se encarga de ejecutar los estudios, diseño, construcción, operación y mantenimiento de las obras de generación, transmisión, subtransmisión y distribución para abastecer de energía a todo el territorio nacional.

3.1.Sistema Nacional Interconectado

Está integrado por las Centrales de Generación Eléctrica y el Sistema de Transmisión. Su operación y mantenimiento corresponden a la DIRECCION DE OPERACION Y MANTENIMIENTO DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO "DOSNI".

3.1.1. Generación

El total de generación eléctrica instalada por el INECEL en el País, mediante centrales HIDROELECTRICAS Y TERMOELECTRICAS, es de 1.724,4 MW.

Entre las centrales HIDROELECTRICAS tenemos: Central Paute con una generación de 1.075 MW, considerada como la obra más importante del País, luego la Central Agoyán con 156 MW y por último la Central Pucará con 76 MW, dando un total de 1.307 MW de Potencia Nominal, que representan el 76 % del total generado en el País.

El Parque TERMOELECTRICO está constituido por: La Central Gonzalo Zevallos ubicada cerca de la ciudad de Guayaquil en el km 7,5 vía a la costa, con dos unidades a vapor de 73 MW cada una y una unidad a gas de 30.9 MW.

La "Central Esmeraldas", ubicada a 5,5 km de la ciudad de Esmeraldas, vía a la costa, frente a la refinería estatal (90.000 barriles/diarios de procesamiento), con una unidad a vapor de 132.5 MW de capacidad.

La Central Santa Rosa a gas con una generación de 76.8 MW (3 unidades), ubicada a 18 km al sur de la ciudad de Quito.

La Central Guangopolo diesel-bunker a 7 km al este de Quito, con una capacidad de 31.2 MW (6 unidades).

La generación de las centrales termoeléctricas es de 417.4 MW de Potencia Nominal, que representa el 24 % del total generado.

Actualmente se encuentran en ejecución por parte de INECEL la instalación de las Centrales Termoeléctricas: Trinitaria a vapor con 125 MW que entrará en operación en octubre de 1997 y la Central Pascuales a gas con 102 MW, que entrará en operación en diciembre de 1.996 y, por parte de CEDEGE el proyecto hidroeléctrico DAULEPERIPA con 213 MW, que entrará en operación en el año 1999. Así también, se encuentran en fase de estudio entre otros, los proyectos hidroeléctricos TOACHI con 171 MW y SAN FRANCISCO con 230 MW.

Además de las centrales de INECEL, tenemos las centrales de generación de las empresas eléctricas de tipo privado que suman un total de 756 MW, entre hidroeléctricas y termoeléctricas a gas y vapor.

Nuestro sistema de generación, básicamente es hidroeléctrico, pero en el año 1995, debido a condiciones hidrológicas agravadas por falta de capacidad instalada en el Sistema, por incumplimiento en el Plan Maestro de Electrificación, se presentó una disminución del 5.2% de generación con respecto al año anterior, produciendo restricciones de abastecimiento de Energía Eléctrica en el País en el orden del 6% de la demanda de energía anual, por lo que se tuvo que recurrir en forma emergente a la instalación de centrales termoeléctricas a gas en un mayor porcentaje al estimado, siendo éstas en su mayoría instaladas por la empresa privada.

3.1.2. Transmisión

El sistema de transmisión está constituido por 28 subestaciones de elevación y bajada, con una capacidad instalada de 5.392,53 MVA., con líneas de transmisión de 823.5 km a 230 Kv y 1162,2 km a 138 Kv, dando un total de 1.985.7 Km de longitud.

Tanto las centrales de generación como el sistema de transmisión forman un anillo central con ramales hacia todas las provincias, como podemos observar en la figura No 1, que corresponde al Sistema Nacional Interconectado existente hasta 1.995 en el que, para efectos de este trabajo, se han agregado las centrales térmicas en ejecución Pascuales y Trinitaria.

3.2. Impacto Ambiental

La construcción y operación de los proyectos hidroeléctricos, termoeléctricos y el sistema de transmisión, han producido impactos positivos y negativos de mayor o menor grado en el medio ambiente, dependiendo del tipo y magnitud de los mismos, del lugar de ejecución y la capacidad del medio natural y humano para absorber los cambios producidos.

Para mitigar los efectos negativos de las obras de electrificación en el medio ambiente y, frente al grave problema de degradación ambiental en las cuencas hidrográficas

donde INECEL opera sus centrales hidroeléctricas, en 1982 se creó la Unidad de Manejo de Cuencas "UMAC" cuya actividad inicial estuvo orientada al manejo de la cuenca del río Paute y, en 1.993, mediante resolución de Gerencia del INECEL No. 06593 se transformó en la LA UNIDAD DE MANEJO AMBIENTAL DEL SECTOR ELECTRICO "UMASE" cuyas funciones básicas son: Programar, dirigir, coordinar y controlar la ejecución de estudios de conservación y protección de cuencas energéticas e impacto ambiental de los proyectos de generación, transmisión, subtransmisión y distribución de energía durante las fases de estudio, construcción, operación y mantenimiento.

Para cumplir con sus objetivos, la UMASE ha elaborado las "GUIAS AMBIENTALES PARA EL SECTOR ELECTRICO ", documento que tiene como propósito presentar los requisitos técnicos y legales necesarios para evitar la afectación ambiental de las obras de generación, transmisión, subtransmisión y distribución eléctricas; lo cual demanda, entre otras acciones, la realización de Estudios de Impacto Ambiental (EIA) y el cumplimiento del conjunto de leyes, reglamentos y normas vigentes en el país.

3.2.1. Estudios de Impacto Ambiental en Centrales Termoelectricas del Inecel.

De las Centrales Termoeléctricas que a continuación se señalan, no se tiene conocimiento que hayan Estudios de Impacto Ambiental a excepción de las Centrales de Trinitaria y Pascuales que ya han sido desarrollados, de loscuales se presenta un resumen relacionado con el componente aire.

CENTRAL	POTENCIA	Año EN OPERACION
GAS G. ZEVALLOS	30.9	1976
GUANGOPOLO (DIESEL BUNKER)	31.2	1977
VAPOR G. ZEVALLOS	146	1980
GAS SANTA ROSA	76.8	1981
VAPOR ESMERALDAS	132.5	1982
GAS PASCUALES	102	1996(Dic)
VAPOR TRINITARIA	125	1997(Oct)

A) Central Trinitaria

Para esta Central y en cumplimiento de las leyes vigentes, la UMASE ha elaborado el respectivo estudio de impacto ambiental en todas sus fases, el mismo que se resume a continuación unicamente en lo relacionado al COMPONENTE AIRE.

La Central Trinitaria se encuentra ubicada en el sitio denominado "Estero del Muerto Trinitaria" dentro de la parroquia urbana La Ximena de la ciudad de Guayaquil. La margen izquierda del Estero del Muerto, está cubierta por viviendas en un 60 % y el

resto corresponde a instalaciones de FERTISA, INOCAR y del Puerto Marítimo de Guayaquil. La margen derecha tiene cooperativas de vivienda en un 15 %, el resto es una franja de bosque de manglares que se mantienen en buen estado de conservación. Los manglares que se encuentran incluidos en el área de influencia del proyecto de la Central Térmica "Trinitaria", están dentro de la categoría de " Bosque protector del Salado", ubicado dentro del estuario del Golfo de Guayaquil. Por lo que este Estudio reviste especial importancia, en vista de que la localización de la central térmica está dentro de una área urbana, densamente poblada y de reserva nacional.

DIAGNOSTICO AMBIENTAL

La combustión de una caldera aparte de la liberación de calor, genera partículas y gases considerados como contaminantes del aire, que dependen de la composición química del combustible y de las relaciones combustible/aire.

Para la determinación de emisiones atmosféricas, generadas durante la combustión, se ha considerado la aplicación de modelos de calidad del aire, tomando como referencia la Legislación Colombiana y de la EPA, estableciéndose que para las emisiones de partículas en la Central serán de 4.87 veces la norma colombiana y 9.76 veces la norma de la EPA y, para SO₂ será de 2.24 veces lo especificado por la EPA.

De la aplicación de las normas se ha deducido la altura de la chimenea en 60 metros, valor con el cual se han ejecutado modelos de dispersión de contaminantes al 100% de carga, para obtener la máxima área posible a nivel de diagnóstico, determinándose que las concentraciones de partículas y SO₂, no sobrepasarán las normas para concentraciones diarias a excepción de la dispersión de partículas en condiciones de inestabilidad en la dirección NE, con vientos procedentes del SW. Para las concentraciones anuales y para las condiciones de inestabilidad, para las direcciones de los vientos procedentes de: SW, NW, SE, S, W, en algunos casos superarán la norma de 400 microgramos (ug/m³).

Cabe indicar que para concentraciones de partículas y SO₂ la máxima concentración permitida que se podrá superar por una sola vez será de: 100 ug/m³ (día) y de 400 ug/m³ (anual).

EVALUACION DE LOS POSIBLES IMPACTOS

El EIA realiza la evaluación en las tres etapas de implementación de la central, esto es: fase preliminar, construcción y operación; en el presente trabajo se ha considerado únicamente la fase de operación relacionada con la combustión y los impactos que afectan al recurso aire.

Las partículas y SO₂ generados por la combustión y su impacto sobre el medio han recibido una calificación ecológica de 10, que equivale a la más alta de la escala, en cambio, para la emisión de NO_x, SO_x, CO₂ y otros gases, la calificación es de 6,5, que corresponde a una calificación ecológica media.

La modelación matemática para la calidad del aire tanto por emisión y disposición de partículas y SO₂, ha evidenciado su impacto que es agravado por las bajas velocidades registradas del viento, pues el área se encuentra en la zona de calmas ecuatoriales, en donde la velocidad de los vientos se debe a fenómenos de radiación solar, calentamiento del suelo y componentes topográficos. La calificación ecológica ha resultado alta, pues tanto las emisiones como las dispersiones de los contaminantes analizados superan las normas utilizadas como referencia (EPA y Colombianas). Esto se agrava por la ubicación urbana de la Central.

MEDIDAS DE MITIGACION

Las medidas de mitigación tienen como propósito atenuar o disminuir los impactos negativos detectados y dirigidos hacia aquellos cuya calificación ecológica ha resultado alta y media.

Estas medidas están dadas sobre la hipótesis de que la generación se realiza al 100% de capacidad de la Planta.

- a) Contratar y capacitar al personal para el control ambiental y operación de los equipos de monitoreo.
- b) La utilización de combustible de buena calidad con los más bajos contenidos de asfaltenos, azufre e impurezas.
- c) Mantener condiciones óptimas para la combustión con suministros adecuados de aire (oxígeno).
- d.) Utilizar aditivos en la combustión que permitan reducir las emisiones.
- e) Realizar un monitoreo periódico de las emisiones en la chimenea por medio de un muestreador isocinético y un medidor de opacidad que se calibrará con la escala de Ringelmann de 0 a 100 % con señal y alarma al cuarto de control.
- f) Realizar un monitoreo de partículas y gases (SO₂ y NO₂ principalmente), por 24 horas continuas todos los días de la semana, para correlacionarlas con el monitoreo de las emisiones y la dirección de los vientos, de acuerdo a un programa preestablecido considerando diferentes lugares, relacionados con la época del año, época de calmas, máxima velocidad de vientos, etc.

g) Instalar una red de monitoreo cuyo equipo estará compuesto por una estación climática cuyos parámetros principales serán: dirección del viento, humedad, precipitación y brillo solar.

h) Aumentar la velocidad de descarga de los gases con el fin de obtener una mayor sobre-elevación del penacho y consecuentemente una mayor distancia de precipitación de la emisiones y una menor concentración de las mismas.

I) De acuerdo a los resultados de la modelación matemática para la operación de la central en lo que respecta a emisiones de SO₂ y partículas; el EIA establece que para evitar ésta contaminación, la central deberá incluir entre los equipos un absorbedor de gases en suspensión que se acople a un depurador de gases de combustión. Para el efecto deberá preverse el distanciamiento necesario entre la chimenea y el caldero.

Al respecto, cabe señalar que este equipo no será adquirido por el Inecel debido a su elevado costo, hasta que la unidad se encuentre en operación y se logren establecer los niveles de contaminación y dispersión, para llevar a cabo las medidas de mitigación que sean necesarias.

B) CENTRAL PASCUALES

El proyecto esta ubicado en la provincia del Guayas en un sector industrial al norte de la ciudad de Guayaquil, correspondiente a la parroquia Pascuales junto a la subestación eléctrica "Pascuales" de propiedad de INECEL, localizada a 2.5 km al noroeste de esta población y en el km 17 de la vía Guayaquil-Daule.

De acuerdo con los aspectos ambientales existentes en el sitio, así como a las especificaciones técnicas del proyecto, uno de los factores más importantes a ser tomados en consideración es la emisión de los gases producto de la combustión, el cual requiere de atención para establecer planes de monitoreo, seguimiento y control, con el propósito de prevenir y/o corregir efectos negativos en el medio ambiente, la salud y la infraestructura misma del proyecto.

EMISION DE CONTAMINANTES

Las turbinas a gas emiten cantidades despreciables de óxidos de azufre y partículas. Las altas temperaturas de combustión hacen que se emitan concentraciones de óxidos de nitrógeno fundamentalmente, que dependen de las características del combustible y de la temperatura de combustión que es diseño de cada fabricante. En el presente caso el fabricante Westinghouse, ha garantizado los siguientes valores:

Emisión de NO_x (seco 15% O₂) 375 ppm en condiciones ISO*

* Basado en las características del combustible fuel oil # 2.

MEDIDAS DE MITIGACION

En vista de que las emisiones de NOx superan los límites establecidos por las normas internacionales EPA, que establecen un valor máximo de 100 ppm de emisión en cualquier instante, INECCEL ha adquirido un equipo de inyección de agua a la cámara de combustión para bajar las emisiones de NOx a valores menores a 75 ppm.

Cuando el proyecto este en fase de operación, se deberán realizar los monitoreos y controles permanentes del aire. Los gases a ser muestreados serán dióxido de nitrógeno, monóxido de carbono, dióxido de carbono y dióxido de azufre; se llevará un registro de las temperaturas de combustión, así como los factores meteorológicos. Estos factores serán registrados con el propósito de correlacionarlos con las concentraciones de las emisiones y poder establecer un sistema de vigilancia.

En caso de ocurrir concentraciones más allá de los límites establecidos en las normas nacionales e internacionales (EPA), por un período sostenido mayor de 24 horas, la planta deberá dejar de operar hasta que dichas condiciones se normalicen para evitar efectos nocivos tanto en la población vecina como en su entorno.

Dado que la turbina esta diseñada para en el futuro consumir gas natural, cuando el País disponga de este recurso, la contaminación de la atmosfera tendrá niveles inferiores a los que se tienen utilizando el fuel oil # 2 con el que se arrancará inicialmente.

C) CENTRALES A VAPOR GONZALO ZEVALLOS Y ESMERALDAS

En estas unidades a vapor que no cuentan con un E.I.A., unicamente se realizaron las pruebas de combustión para optimizar el exceso de aire, tendiente a obtener la mejor eficiencia de la caldera, con análisis de CO₂, O₂ y CO, este último con valores menores a 200 p.p.m. y el O₂ entre 0,8 y 1,0 % a plena carga. Estas pruebas fueron realizadas por el fabricante. Además se instalaron equipos de monitoreo continuo de O₂ en las centrales Gonzalo Zevallos y Esmeraldas. Estos equipos dejaron de funcionar después de algunos años. Actualmente en la central Esmeraldas ya se ha efectuado la reposición del equipo y en la Gonzalo Zevallos se encuentra en proceso de adquisición.

D) CENTRALES SANTA ROSA, GUANGOPOLO Y GAS GONZALO ZEVALLOS

Para el caso de estas centrales, se hace necesario realizar el estudio y evaluación de los impactos ambientales, para de esta manera obtener un diagnostico general de su incidencia al medio e implementar las respectivas medidas de mitigación.

4) DIAGNOSTICO GENERAL DEL CONTROL DE LA CONTAMINACION GENERADOS POR LOS GASES DE LA COMBUSTION

Para este diagnóstico se ha considerado la variación de la calidad del combustible, sistemas de monitoreo de gases, control de la combustión, estudios de impacto ambiental y los pasos que se están dando para el control de la combustión, tendientes a controlar la contaminación.

CALIDAD DEL COMBUSTIBLE

En los siguientes cuadros podemos apreciar las calidades de los combustibles utilizados por las centrales de INECEL para la generación de energía, los mismos que son abastecidos por PETROECUADOR: el fuel oil No. 2 para las termoeléctricas a gas y el fuel oil No. 6 para las centrales a vapor.

CALIDAD DEL FUEL OIL # 2 (DIESEL)

ESPECIFICACIONES

PARAMETROS	UNIDADES	MINIMO	MAXIMO
PUNTO DE INFLAMACION	°C	55	--
CENIZAS	% PESO		0.01
AGUA Y SEDIMENTO	% VOL.	--	0.05
RESIDUO DE CARBON CONRAND.	% PESO	--	0.15
AZUFRE	% PESO	--	0.8

CALIDAD DEL FUEL OIL # 6 (BUNKER)

ESPECIFICACIONES

PARAMETROS	UNIDADES	1980 (Agosto)	1994 (Mayo)	1996 (Mayo)	MAXIMO
CENIZAS	% PESO	0.03	0	0.04	0.3
AGUA Y SEDIMENTO	% VOL.	0.4	0	0.00	2
RESIDUO DE CARBON CONRAD	% PESO	9.9	13	13.6	15
AZUFRE	% PESO	1.28	1.7	1.70	1.7
VANADIO	PPM	160	160	250	

CONTROL DE LA COMBUSTION

En el caso de la Central Gonzalo Zevallos y Esmeraldas, el control de combustión se realiza mediante el análisis de O₂ y CO₂ con el equipo ORSAT. A futuro, mediante un convenio de asistencia técnica con la Comisión Federal de Electricidad de México, se tiene programado las pruebas de puesta a punto de la combustión con análisis de partículas y de gases contaminantes, una vez que se instalen los respectivos puertos de muestreo en el ducto de gases y en la chimenea, de acuerdo con las normas en vigencia.

En la central Gonzalo Zevallos se han presentado problemas con la atomización del combustible produciendo incendio y la destrucción parcial de los quemadores; por lo que estamos interesados en adquirir un equipo o banco de pruebas para quemadores que nos permitan efectuar ensayos del equipo de atomización del quemador antes de ponerlo en operación.

CONTROL DE LA CONTAMINACION

De las centrales termoeléctricas en generación, como el caso de Santa Rosa, Guangopolo y Gonzalo Zevallos a gas, por no poseer sistemas de muestreo, no se realizan análisis de gases de la combustión. Para su operación, únicamente se siguen las instrucciones del fabricante, por lo tanto se hace necesario instalar los equipos que faciliten el monitoreo de gases.

Para las centrales Gonzalo Zevallos y Esmeraldas a vapor, el control de la contaminación se realiza procurando una buena combustión mediante el análisis de gases con el equipo ORSAT. En general se trata de mantener el exceso de oxígeno obtenido por el fabricante durante las pruebas de combustión.

En vista de la disminución progresiva de la calidad del combustible y sus problemas asociados a depósitos de escorias en los sobrecalentadores en la central Gonzalo Zevallos, acumulación de cenizas y corrosión en el Calentador de Aire Regenerativo en la central Esmeraldas y, con miras hacia el control de emisiones contaminantes, el personal técnico de control químico de estas centrales, hemos iniciado a partir del año 1995 un estudio técnico económico tendiente a optimizar la combustión y, de ser necesario usar aditivos para lograr dichos objetivos. Para lo cual se requiere de capacitación, equipos especializados para su desarrollo y el uso de una tecnología adecuada.

En la Central Trinitaria que tiene su respectivo estudio de impacto ambiental, y cuenta con la red de monitoreo de emisiones y dispersión, se podrán realizar los ajustes necesarios cuando la planta entre en operación.

De lo expuesto en el EIA para la central de Pascuales, ésta será la única central termoeléctrica del Inecel con un verdadero equipo de control de contaminación por emisión de gases de la combustión en las centrales termoeléctricas.

5.- PRECEPTOS LEGALES

La Legislación Ecuatoriana, en cuanto a la protección del Medio Ambiente se refiere, ha tenido avances significativos al incorporar paulatinamente Leyes, Decretos, Reglamentos, en la medida en que el desarrollo tecnológico del País así lo ha requerido. No es de extrañarse por tanto, que muchas disposiciones sobre la materia, sean fruto de la recopilación de textos extranjeros, que luego se han modificado dependiendo de nuestras necesidades y realidades. Sin embargo, existen principios consagrados en las sucesivas cartas fundamentales del Estado, que se han mantenido para ser observadas y respetadas por los distintos actores sociales; como se describe a continuación:

LA CONSTITUCION POLITICA DE LA REPUBLICA DEL ECUADOR en su registro oficial No 763 del 12 de junio de 1984 (modificada), bajo el titulo II: De los Derechos, Deberes y Garantías. Sección I, De los Derechos, establece que:

Artículo 19.- Toda persona goza de las siguientes garantías:

"El derecho a vivir en un ambiente libre de contaminación. Es deber del Estado velar para que este derecho, no sea afectado y tutelar la prevención de la naturaleza".

En lo relacionado con el Sector Eléctrico y la operación de las centrales termoeléctricas, en referencia al Recurso Aire, la Legislación Ecuatoriana, dispone lo siguiente:

1) LEY DE PREVENCION Y CONTROL DE LA CONTAMINACION AMBIENTAL

Publicada en el Registro Oficial No. 97, del 31 de Mayo de 1976, mediante el Decreto Supremo N° 374 del 21 de mayo de 1.976, que en la parte pertinente señala:

Artículo 1.- Esta ley rige la prevención y control de contaminación ambiental; la protección de los recursos aire, agua y suelo; y la conservación, mejoramiento y restauración del ambiente; actividades que se declaran de interés publico.

Artículo 4.-Para la aplicación de esta ley y de sus Reglamentos se crea el Comité Interinstitucional de Protección del Ambiente; el mismo que se encargará, a nivel nacional, de la planificación racional del uso de los recursos aire, agua y suelo, para la prevención de la contaminación ambiental.

Artículo 5.- El Comité estará integrado por los siguientes funcionarios o sus delegados: El Ministro de Salud quien lo presidirá, el Ministro de Recursos Naturales y Energéticos, el Ministro de Agricultura y Ganadería, el Ministro de Defensa Nacional, el Ministro de Industrias, Comercio e Integración y el Presidente de la Junta Nacional de Planificación y Coordinación.

Artículo 11.-Queda prohibido expeler hacia la atmósfera o descargar en ella, sin sujetarse a las correspondientes normas técnicas y regulaciones, contaminantes que, a juicio del Ministerio de Salud, puedan perjudicar la salud y vida humana, la flora, fauna y los recursos o bienes del Estado o de particulares o constituir una molestia.

Artículo 12.- Para los efectos de esta ley, serán considerados como fuentes potenciales de contaminación del aire:

- a) **Las artificiales**, originadas por el desarrollo tecnológico y la acción del hombre tales como fábricas, calderas, generadores de vapor, talleres, plantas termoeléctricas, refinerías de petróleo, plantas químicas, aeronaves, automotores y similares, la incineración, quema a cielo abierto de basuras y residuos, la explotación de materiales de construcción y otras actividades que produzcan o puedan producir contaminación.

Artículo 15.- Las instituciones públicas o privadas interesadas en la instalación de proyectos industriales, o de otras que pudieren ocasionar alteraciones en los sistemas ecológicos y que produzcan o puedan producir contaminación del aire, deberán presentar al Ministerio de Salud, para aprobación previa, estudios sobre el impacto ambiental y las medidas de control que se proyecten aplicar.

2) ACUERDO MINISTERIAL No 764 DEL 19 DE NOVIEMBRE DE 1985

Mediante este acuerdo, el Ministerio de Energía y Minas exige la elaboración de estudios de impacto ambiental en los proyectos y obras de desarrollo relacionadas con las áreas administrativas para el portafolio.

3) REGLAMENTO QUE ESTABLECE LAS NORMAS DE CALIDAD DEL AIRE Y SUS METODOS DE MEDICION. Registro oficial No. 726 del 15 de julio de 1.991 Acuerdo No. 11.338-A. Expedido por el Ministerio de Salud Pública.

Artículo 15 .- Para el control de la calidad del aire se tendrán en cuenta las normas de calidad señaladas en el presente artículo:

a) PARTICULAS SEDIMENTABLES

La máxima concentración de una muestra recolectada en forma continua durante 30 días, es de un (1) miligramo por centímetro cuadrado (1 mg/cm^2).

b) PARTICULAS TOTALES EN SUSPENSION

El promedio geométrico de los resultados de todas las muestras diarias recolectadas en forma continua durante veinte y cuatro (24) horas, en un intervalo de doce (12) meses, no deberá exceder de ochenta (80) microgramos por metro cúbico (80 ug/m^3).

La máxima concentración de una muestra recolectada en forma continua durante veinte y cuatro (24) horas que se puede sobrepasar por una sola vez en un período de doce (12) meses, es de doscientos cincuenta (250) microgramos por metro cúbico (250 ug/m^3).

c) DIOXIDO DE AZUFRE (SO₂)

El promedio aritmético de los resultados de todas las muestras diarias recolectadas en forma continua durante veinte y cuatro (24) horas en un intervalo de doce (12) meses, no deberá exceder de ochenta (80) microgramos por metro cúbico (80 ug/m^3).

La máxima concentración de una muestra recolectada en forma continua durante 24 horas que se puede sobrepasar, por una sola vez en un período de 12 meses, es de cuatrocientos microgramos por metro cúbico (400 ug/m^3).

La máxima concentración de una muestra recolectada en forma continúa durante tres (3) horas que se puede sobrepasar, por una sola vez en un período de doce (12) meses es de un mil quinientos (1500) microgramos por metro cúbico (1500 ug/m^3).

d) MONOXIDO DE CARBONO (CO)

La máxima concentración de una muestra recolectada en forma continua durante ocho (8) horas (como promedio aritmético móvil) es de diez (10) miligramos por metro cúbico (10 mg/m^3).

La máxima concentración de una muestra recolectada en forma continua durante una (1) hora es de cuarenta miligramos (40 mg/m^3) por metro cúbico (40 mg/m^3).

e) OXIDANTES FOTOQUIMICOS EXPRESADOS COMO OZONO (O₃)

La máxima concentración de una muestra tomada en forma continua durante una (1) hora que se puede sobrepasar por una sola vez en un período de doce (12) meses es de doscientos (200) microgramos por metro cúbico (200 ug/m^3).

f) OXIDOS DE NITROGENO

(Medidos como dióxido de nitrógeno NO₂).

El promedio aritmético de los resultados de las muestras diarias recolectadas en forma continua durante 24 horas, en un intervalo de doce (12) meses no deberá exceder los cien (100) microgramos por metro cúbico (100 ug/m^3).

g) PLOMO

El promedio aritmético de los resultados de las muestras diarias recolectadas en forma continua durante veinte y cuatro (24) horas, en un intervalo de tres (3) meses no deberá exceder de uno y medio (1.5) microgramos por metro cúbico (1.5 ug/m^3).

Las normas sobre calidad de aire señaladas en este artículo, representan concentraciones medidas teniendo en cuenta como condiciones de referencia: 25°C y 760 mm de mercurio.

4) REGLAMENTO QUE ESTABLECE LAS NORMAS GENERALES DE EMISION PARA FUENTES FIJAS DE COMBUSTION Y LOS METODOS GENERALES DE MEDICION. Suplemento No. 303-Registro Oficial-Octubre 25 de 1.993.

Artículo 3.-

Las Normas de Emisión a la atmósfera de partículas, monóxido de carbono, bióxido de azufre, bióxido de nitrógeno, provenientes de combustión de diesel en fuentes fijas son:

Contaminantes	Normas de Emisión Kg/m ³ a
Partículas	0.50
Monóxidos de carbono	0.60
Bióxido de azufre	12.00
Bióxido de nitrógeno	3.00

NOTA: a kilogramos de contaminantes por cada metro cúbico de diesel consumido a 298 k (25°C).

b Los óxidos de nitrógeno expresados como bióxido de nitrógeno.

Artículo 4.- Las normas de emisión a la atmósfera establecidas en el artículo anterior podrán rebasarse en caso de operación de arranque y soplado del equipo de combustión siempre y cuando no excedan de períodos mayores de 10 minutos y que estos no se presenten más de dos veces al día.

Artículo 7.- Las normas de emisión a la atmosfera de partículas, monóxido de carbono, bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno provenientes de proceso de combustión de bunker en fuentes fijas son:

Contaminantes	Normas de Emisión Kg/m ³ a.
Partículas	2.20
Monóxido de carbono	0.60
Bióxido de azufre	35.00
Oxido de nitrógeno	6.00 c
	7.50 d

NOTA: a kilogramos de contaminantes por cada metro cúbico de bunker consumido a 298 k (25°C)

b Los óxidos de nitrógeno expresados como bióxidos de nitrógeno.

c Para equipos de combustión de capacidad menor o igual a $10^6 \times 10^9$ joules/hora.

d Para equipos de combustión de capacidad mayor a $10^6 \times 10^9$ joules/hora.

Artículo 8.- Las normas de emisión a la atmósfera, establecido en el artículo anterior, podrán debasearse en caso de operaciones de arranque y soplado de equipo de combustión, siempre y cuando no excedan

períodos mayores de 10 minutos y que estos no se presenten más de dos veces al día.

Artículo 9.- En lo referente a emisiones en equipos de combustión con capacidad mayor a 106×10^9 joules/hora, las normas de emisión podrán rebasarse en caso de operaciones de arranque de los equipos de combustión, siempre que no excedan períodos mayores de 7 horas y estas no se presenten más de tres veces al año. Durante este período la capacidad de las emisiones a la atmósfera no deberá ser mayor, en promedio por hora, que la establecida en la carta No 2 de Ringelmann.

5) RESOLUCION DE GERENCIA DE INECEL No 065 93 DEL AÑO 1993.

En su primer párrafo considera que: "...las obras del Sector Eléctrico, constituyen parte fundamental del desarrollo integral del País y específicamente aquellas que se encuentran aprobadas en el Plan Maestro de Electrificación, las que deben ser estudiadas, construídas y operadas considerando su impacto en el medio ambiente que les rodean, por su incidencia en el bienestar social de la colectividad.

6) POLITICAS BASICAS AMBIENTALES DEL ECUADOR

Establecidas mediante artículo 1 del Decreto No. 1802, publicado en el registro oficial No. 456 del 7 de junio de 1.994.

Numeral 6.- Reconociendo que, sin perjuicio de necesarios y aconsejables complementos y sistematizaciones jurídicos e institucionales, existen suficientes leyes e instituciones en el Ecuador para realizar y mantener una adecuada gestión ambiental pero que las Leyes y Regulaciones, se cumplen sólo parcialmente y que muchas instituciones atraviesan por crisis en varios órdenes:

Deberá efectuarse un especial esfuerzo nacional para aplicar efectiva y eficientemente las Leyes y Regulaciones existentes, así como para aprovechar las capacidades institucionales del País, procurando sistematizarlas y fortalecerlas. Todo esto tendiente a garantizar la adecuada gestión ambiental que el País requiere.

Numeral 10.- Reconociendo que los asuntos ambientales y sus problemas tienen carácter global y que, por lo tanto, sólo la atención y trabajo mancomunado de todos los pueblos de la Tierra puede permitir afrontarlos y solucionarlos con éxito, sin alterar el principio de

que los países tienen el derecho soberano de explotar sus propios recursos en aplicación de su política ambiental:

El Ecuador mantendrá una permanente actitud de apertura para convenir con otros países, a niveles bilateral, subregional, regional o mundial, formas de cooperación y compromisos tendientes a lograr la gestión ambiental adecuada y a asegurar los beneficios que se busquen en conjunto; así mismo, pondrá especial empeño y asignará muy alta prioridad al cumplimiento oportuno y eficiente de lo que establezcan convenios, tratados o cualquier forma de compromisos internacionales para el efecto, en los que el Ecuador participe.

Numeral 13.-

Reconociendo que una herramienta efectiva para la prevención del daño ambiental es la obligación, por parte del interesado, del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y de la propuesta de Programa de Mitigación Ambiental (PMA), para cada caso acompañando a las solicitudes de autorización para realizar actividades susceptibles de degradar o contaminar el ambiente, que deben someterse a la revisión y decisión de las autoridades competentes:

El Estado Ecuatoriano establece como instrumento obligatorio previamente a la realización de actividades susceptibles de degradar o contaminar el ambiente, la preparación, por parte de los interesados a efectuar estas actividades, de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y del respectivo Programa de Mitigación Ambiental (PMA) y la presentación de estos junto a solicitudes de autorización ante las autoridades competentes, las cuales tienen la obligación de decidir al respecto y de controlar el cumplimiento de lo estipulado en dichos estudios y programas a fin de prevenir la degradación y la contaminación, asegurando, además, la gestión ambiental adecuada y sostenible. El Estudio de Impacto Ambiental y el Programa de Mitigación Ambiental deberán basarse en el principio de lograr el nivel de actuación más adecuado al respectivo espacio o recurso a proteger, a través de la acción más eficaz.

7) REGLAMENTO DE APLICACION AL LITERAL G) DEL ARTICULO 8 DE LA LEY BASICA DE ELECTRIFICACION, publicado en el Suplemento del Registro Oficial No. 545 del 11 de octubre de 1.994, Decreto Ejecutivo No. 2185, en su artículo 3) establece que:

Los generadores que vendan energía a INECEL, a los distribuidores, y/o a otros grandes consumidores, deberán cumplir con las disposiciones legales que tienen relación con la Protección del Medio Ambiente y toda la normatividad legal vigente aplicable, así como cumplirán con todas las exigencias y condiciones técnicas señaladas por el INECEL".

6.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Para el año que fueron diseñadas e instaladas las primeras centrales de generación termoeléctrica, las Leyes sobre impacto ambiental, recién se estaban promulgando o si éstas ya existían, no han sido observadas, razón por la cual estas centrales no cuentan con sus respectivos estudios de impacto ambiental, equipos de monitoreo de emisiones, etc. Únicamente las centrales a vapor Gonzalo Zevallos y Esmeraldas cuentan con monitoreo continuo de oxígeno para asegurar una buena combustión y se pueden efectuar análisis de gases mediante el equipo ORSAT.

Nuestros combustibles poseen bajo contenido de azufre (niveles de hasta 1.7% para el bunker y de 0.8 % para el diesel), por lo que no se considera que produzcan contaminaciones severas en el medio ambiente; sin embargo, es necesario realizar los estudios de impacto ambiental en las Centrales de Generación termoelectrica "Gonzalo Zevallos", "Esmeraldas", "Santa Rosa" y "Guangopolo" del INECEL, así como de las demás Empresas Electricas que no cuentan con estos, a fin de determinar su incidencia en el medio y establecer sus medidas de mitigación.

Mientras no se realicen monitoreo de las emisiones contaminantes y la evaluación del impacto ambiental producido, no se debe operar con combustibles con mayor contenido de azufre, ya que, como se puede apreciar en el cuadro de calidad de combustibles, existe la tendencia a su incremento.

Continuar operando las unidades con la mejor eficiencia de la combustión, procurar una operación óptima de los quemadores y capacitarnos en el uso de nuevas tecnologías.

Coordinar acciones con centros de educación superior y demás centros de investigación científica para aprovechar los laboratorios y equipos de monitoreo a fin de optimizar recursos, ya que generalmente los equipos de medición son costosos.

Pedir el apoyo y asistencia técnica de los fabricantes de las centrales de generación termoeléctrica para realizar las evaluaciones de impacto ambiental de los equipos que están generando, en forma conjunta y coordinada.

Finalmente cabe resaltar que de acuerdo con las leyes vigentes todos los nuevos proyectos de generación eléctrica deberán tener sus respectivos Estudios de Impacto

OBRAS DE ADECUACIÓN AMBIENTAL Y CONTROL DE EMISIONES PARA LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA MARTÍN DEL CORRAL - TERMOZIPA.

Luis Arévalo Osorio
Empresa de Energía de Bogotá
Colombia

RECEIVED

APR 15 1999

OSTI

1. GENERALIDADES

Colombia cuenta con abundantes recursos hídricos por lo cual el desarrollo del sector eléctrico del país se ha orientado principalmente hacia la construcción de centrales hidroeléctricas, principalmente en la zona andina, en donde se aprovechan las condiciones topográficas para la construcción de embalses y de dicho tipo de centrales. La zona costera norte, sobre el Océano Atlántico, por su escasa altitud cuenta casi exclusivamente con centrales térmicas. La zona oriental correspondiente a la orinoquia y a la amazonia permanece con un incipiente desarrollo eléctrico. De esta manera la generación se reparte aproximadamente en un 80 % hidráulica y un 20 % térmica.

La Central Termoeléctrica Martín del Corral - Termozipa - es la única central térmica de la Empresa de Energía de Bogotá EEB y una de las dos existentes en la zona central del país. Está localizada a 21 kilómetros al norte de la capital Santa fé de Bogotá, en el municipio de Tocancipá, departamento de Cundinamarca, en una zona de abundantes recursos carboníferos.

Termozipa cuenta con cinco unidades a carbón pulverizado de las cuales tres son propiedad de la EEB y las restantes de ISAGEN. De las unidades de la EEB, la primera de 33 MW se encuentra fuera de servicio por deterioro generalizado, la segunda tiene una capacidad de 37.5 MW y la tercera de 66 MW. Las unidades cuarta y quinta de ISAGEN son de 66 MW, cada una. La administración, operación y mantenimiento de toda la central la realiza la EEB.

2. ESTUDIOS AMBIENTALES

La CAR, entidad gubernamental encargada de velar por el medio ambiente y por las condiciones ecológicas, sanitarias y ambientales de la Sabana de Bogotá, determinó que las empresas dueñas de TERMOZIPA debían realizar un estudio para determinar el impacto ambiental ocasionado en la zona de influencia de la Central, y en particular sobre el Rio Bogotá; el estudio se enmarcó dentro de la política ambiental impulsada por el sector energético colombiano y fue ejecutado por el Centro Interdisciplinario de Estudios

Ambientales, CIDER de la Universidad de los Andes de Bogotá, realizándose entre los años 1992 y 1993 bajo el título ESTUDIO AMBIENTAL DE TERMOZIPA.

El estudio, aprobado por la CAR, presentó una evaluación de las distintas situaciones ambientales calificándolas de positivas, negativas y/o indiferentes; igualmente entregó conclusiones estableciendo el panorama ambiental que representa la planta para su entorno (impactos, efectos, riesgos) y recomendó una serie de obras y acciones a seguir que son el fundamento de los diseños de las obras para el manejo ambiental de la Planta.

El estudio, concluye que la central, a pesar de la mala imagen ambiental y paisajística que ofrece, no presenta condiciones ambientales negativas de tal magnitud que permitan calificarla como de dramática, considerando además que:

- La planta inició operaciones en 1964 y muchos de sus equipos presentan obsolescencia.
- Su diseño no consideró la variable ambiental.
- La operación y mantenimiento se ha realizado al margen de la variable ambiental.
- La concepción de "lo ambiental" ha sido puramente circunstancial.

Entre los principales problemas identificados se mencionan los siguientes:

- La planta incrementa con sus vertimientos, en el Río Bogotá, las concentraciones de fenoles, grasas y aceites, pero a la vez reduce el contenido de sólidos suspendidos y especialmente de DQO.
- Los vertimientos de Termozipa contienen cantidades significativas de sólidos disueltos, sulfatos, grasas y aceites y en menor proporción, sodio, hierro y fenoles. El aporte de cargas contaminantes a través de aguas subsuperficiales es prácticamente despreciable.
- En cuanto a descargas térmicas al Río, la distancia a la cual se logra la condición de temperatura exigida por la CAR, es inferior a la longitud calculada para la zona de mezcla, por lo cual la descarga térmica desde el punto de vista del medio físico es aceptable.
- La retención de cenizas en el patio es muy alta y cumple con las exigencias de la CAR en cuanto a los porcentajes de remoción de sólidos suspendidos.
- Los vertimientos del patio de cenizas y del Pozo de Oviedo no cumplen con las normas de la CAR, en cuanto al contenido de grasas y aceites, siendo este el problema más importante y prioritario a resolver.
- En relación con la calidad del aire, las unidades 4 y 5 superan los niveles permisibles de emisión a causa de la baja eficiencia de funcionamiento de los precipitadores. El análisis de las emisiones y difusión de material particulado que se genera en los patios de carbón y ceniza, demuestra que bajo condiciones de altas velocidades del viento y de intensa manipulación del carbón se presentan concentraciones críticas en la planta.
- La ausencia de un esquema institucional para el manejo ambiental de la planta, repercute seriamente en las condiciones que presentará.

El estudio estableció la jerarquización y priorización de las acciones de manejo de los problemas ambientales con base en los tres criterios siguientes:

- Tiempo de respuesta de la acción para resolver el problema.
- Magnitud del impacto en términos de los riesgos potenciales frente a la salud humana.
- Área de influencia e irradiación del impacto.

El Plan de Manejo resultante se resume en los siguientes puntos:

1. Construcción de la trampa de grasas y aceites. Adelantar las acciones para el manejo de drenajes y escorrentías.
2. Evaluación ambiental de la combustión y sistema filtración. Adecuación de las chimeneas para la realización de los muestreos isocinéticos.
3. Construcción de los sedimentadores y ordenamiento del patio de cenizas. Plan de manejo de residuos sólidos domésticos en un relleno sanitario.
4. Establecimiento de barreras rompevientos y revegetalización de superficies principalmente en el río, en las terrazas existentes y en los patios de cenizas y carbón.
5. Control de escorrentías del patio de carbón.
6. Bioensayos térmicos.
7. Construcción de piezómetros profundos.
8. Elaboración del Plan de Contingencia.

De igual manera ISA y EEB contrataron una firma especializada para la ejecución del ESTUDIO AMBIENTAL PARTE AIRE para evaluar el impacto ambiental producido por las emisiones atmosféricas de las cuatro unidades que funcionan en la central y los arrastres producidos por los vientos en los patios de carbón y cenizas.

Del ESTUDIO AMBIENTAL PARTE AIRE se obtuvieron, como mas importantes, las siguientes conclusiones:

- Las unidades 2 y 3 presentan emisiones de material particulado, funcionando a plena carga, por debajo de la norma de emisión.
- Las unidades 4 y 5 presentan emisiones de material particulado, funcionando a plena carga, por fuera de la norma.
- Utilizando métodos de la US EPA para el cálculo de las emisiones en los patios de almacenamiento de carbón y de cenizas, se encontró que son más altas las del segundo que las del primero.
- Los resultados de los monitoreos de calidad de aire realizados durante 10 días indican que se está cumpliendo con los límites máximos permisibles, tanto para el promedio anual como para el máximo en 24 horas que se puede sobrepasar una sola vez al año.
- Las áreas receptoras de las emisiones de las unidades están comprendidas entre 600 m y 1.200 m, principalmente hacia el sector suroccidental de la planta, a sotavento de la dirección predominante de los vientos (NE).
La mayor influencia de las emisiones de los patios de carbón y cenizas se encuentra en zonas aledañas a una distancia menor de 100 m.

- Las mayores áreas receptoras del impacto se encuentran en terrenos de la central por lo cual el problema causante es mas de salud ocupacional que de contaminación hacia las zonas circundantes.
- Dentro del área de mayor influencia solo se encuentra un centro urbano correspondiente a la población de Tocancipá a una distancia mayor de 3 km. El impacto se encontró en valores por debajo del 10 % de lo establecido en la norma.

3. ESTUDIOS PARA EL DISEÑO DE SOLUCIONES

Para dar aplicación a las conclusiones y resultados del Estudio Ambiental de Termozipa, se procedió por parte de las entidades propietarias de las unidades a contratar una firma de ingeniería de consulta para la realización de los diseños de las obras de manejo ambiental para la central y la elaboración de los pliegos de condiciones para contratar la ejecución de las mismas.

Del mismo modo, teniendo en cuenta los resultados del Estudio Ambiental Parte Aire, ISAGEN procedió a contratar un estudio de consultoría para determinar el alcance de los trabajos a efectuar para la recuperación o cambio de los filtros electrostáticos de las unidades 4 y 5.

3.1 Diseño de obras de manejo ambiental

En el primer caso la firma consultora INGENIERIA E HIDROSISTEMAS IEH LTDA. realizó el diseño y elaboró los pliegos para la construcción de las siguientes obras:

PATIO DE CENIZAS

Diseño de las obras para el ordenamiento del patio de cenizas con el fin de optimizar su manejo, capacidad, control de emisiones y contrarrestar las posibilidades de contaminación del Río Bogotá.

Las obras diseñadas incluyen el drenaje del patio, la reconfiguración y estabilización de los jarillones que bordean el Río Bogotá, la estabilización de los taludes de las terrazas de depósito de cenizas, la construcción dentro de este patio de un sedimentador y sus obras complementarias, canal de acceso, canal de evacuación, vertederos, lago final y dique de separación entre el lago y el patio, las vías de circulación interna para el mantenimiento y limpieza de las estructuras hidráulicas y el manejo y almacenamiento de las cenizas, la colocación sobre el manto de ceniza actual de una capa de recebo para evitar la resuspensión aérea de la ceniza y la reforestación y empedramiento de algunas zonas para asegurar su protección.

PATIO DE CARBÓN

Diseño de las obras para el ordenamiento y delimitación física del patio de carbón, para evitar la dispersión de este material y del polvillo que de él se desprende.

Las obras diseñadas incluyen la construcción de un pequeño muro de confinamiento hecho en material térreo alrededor de la zona de almacenamiento del carbón, el sistema de drenaje, las vías perimetrales del patio, el sistema de protección contra incendios que sirve además para la humectación de las vías y de las pilas de almacenamiento de carbón, la construcción en concreto reforzado de la poceta de lavado de llantas de camiones, la vía de acceso al patio desde la bifurcación de la entrada, hasta la poceta de lavado, las trampas de gravas, cunetas y demás estructuras hidráulicas; adicionalmente se proyectó la instalación, en plástico reforzado con fibra de vidrio, de las cubiertas de las bandas transportadoras de carbón con el objeto de controlar la emisión al aire del polvillo de carbón.

En este patio de carbón también se incluyen zonas de reforestación para evitar que la acción del viento disperse el polvillo hacia las zonas adyacentes.

PATIO DE COMBUSTIBLES ACPM Y FUEL OIL

Las obras diseñadas tienen por objeto la remodelación completa de este patio, de tal manera que se permita el acceso de los grandes camiones que hoy se utilizan para transporte de combustibles y una operación más limpia y segura de los sistemas de bombeo de combustibles para alimentación de las calderas.

Las obras proyectadas incluyen la construcción en concreto reforzado de un nuevo cárcamo cubierto con canaleta de asbesto cemento para recepción de camiones con todos los aditamentos para un manejo óptimo y seguro, sistemas de bombeo y conducciones hasta los tanques actuales, red eléctrica de potencia y control, acometida, tablero eléctrico y red para iluminación; con estructuras en concreto reforzado y canaleta de asbesto cemento, las cubiertas para las unidades de bombas de alimentación de combustibles a las calderas; también en concreto, la adecuación de andenes, pisos, cárcamos, trampas de grasas y pocetas de contención de derrames de combustibles en las baterías de bombas; incluyendo la adecuación de los pisos, pocetas de drenaje y fosos de recolección de derrames, alrededor de los tanques actuales de Fuel Oil y de ACPM; en mampostería, los muros de contención de derrames, con elementos de amarre en concreto reforzado.

SISTEMAS DE DRENAJE

Las obras diseñadas tienen por objeto la optimización de los sistemas de drenaje de aguas lluvias, aguas servidas y las obras para el manejo del Pozo de Oviedo (trampa de grasas).

ESTADO DE LAS EMISIONES EN LAS CENTRALES TERMOELÉCTRICAS DE COLOMBIA

Ricardo Quijano Hurtado
Ministerio de Minas y Energía
Colombia

RECEIVED
APR 15 1999
OSTI

1. CARACTERIZACIÓN DEL PARQUE TÉRMICO:

El parque térmico colombiano tiene una amplia diversidad de tecnologías, como se observa en la tabla No1. La unidad de generación más antigua fue instalada en 1958, con capacidad de 12.5 MW. El 10% de la capacidad instalada sobrepasa los 20 años de antigüedad, el 40% está en funcionamiento hace más de 10 años y el restante 50% fue instalado entre 1980 y 1987. Varias plantas son consideradas obsoletas, pues ya cumplieron su vida útil. Recientemente el Ministerio de Minas y Energía contrató el Plan de Retiro o Recuperación de Unidades de Generación Térmica, estudio que realizó un diagnóstico técnico y operativo de las plantas térmicas del Sector y recomendó el plan de acción a seguir para mejorar la eficiencia energética del parque térmico colombiano. El subsector térmico es considerado uno de los más ineficientes de América Latina (OLADE citado por García), con una eficiencia energética global de apenas 19.7% .

En cuanto al factor de utilización, en términos generales el parque térmico no ha operado como plantas de base debido a su alto costo de operación frente a la generación hidroeléctrica, son usualmente las últimas plantas en ser despachadas por el Centro Nacional de Despacho. Tabla No. 2. Esta circunstancia parece haber degenerado en el círculo vicioso de baja rentabilidad de las térmicas, baja inversión en reparación y reposición de equipos, baja disponibilidad y por ende baja generación. Esto es especialmente cierto para las térmicas más antiguas; las centrales más modernas tiene mejores desempeños.

El parque térmico utiliza tecnologías de carbón pulverizado u otros diseño tecnológicos desarrollados hace varias décadas. Varias térmicas que fueron inicialmente diseñadas para quemar carbón han venido utilizando otros combustibles, con reducciones importantes en su eficiencia energética. No Existen en el país plantas de nuevas tecnologías como lecho fluidizado.

El equipo para el control de impactos sobre aguas y suelos es muy escaso. Específicamente para el control de emisiones atmosféricas, unicamente se cuenta con sistemas de recolección de material particulado mediante filtros electrostáticos, algunos

multiciclones aún subsisten. No existen sistemas automáticos para control de gases de combustión como el SO_2 ó el NO_x .

Para el caso de las centrales a gas se requieren entre 0.06 Ha/MW (capacidades de planta menores a 50 MW) y 0.16Ha/MW (capacidades de planta mayores a 200 MW). Se observa que estos valores son afectados según el número de unidades. Para el caso de las centrales de carbón se requiere entre 3 y 10 veces esta cifra. Para el caso de las centrales de carbón se requiere entre 3 y 10 veces esta cifra, con requerimientos relativamente constantes entre 0.5 y 0.6 Ha/MW.

Mientras en Colombia los tamaños de unidades de generación Termoelectrica están entre 10 y 163 MW, a nivel mundial la tendencia es que estos valores sean mayores, estando entre 50 y 500 MW de capacidad unitaria, incluso existen unidades hasta de 1050 MW.

Para los casos en que se pudo calcular el factor de utilización, aproximadamente el 80% de las plantas los valores obtenidos son en general inferiores a 0.6 existen sólo dos excepciones. Esta cifra significa que las plantas no han sido utilizadas para la generación de energía de base, contrario a la tendencia usual en otras partes del mundo para la operación de carboelectricas, en el mundo son usuales factores de utilización entre 0.8 y 0.85. Como consecuencia de lo anterior se obtienen mayores deterioros en los equipos por la realización de un mayor número de arranques y se obtiene un menor rendimiento económico que dificulta a su vez la inversión en la propia planta.

Las diferencias significativas entre tipos de planta y de combustible se refleja en el cambio de eficiencias. La menor eficiencia se encontró en las plantas turbogas-fuel oil, con un 13.9% y los mayores valores se encontraron en las plantas a vapor operadas con gas-fuel oil y carbón, con un 32.91%. El promedio del parque térmico estuvo en 19.78%, se observa en la tabla No 3.

Las térmicas de carbón utilizan usualmente quemadores de carbón pulverizado(a excepción de dos unidades de Termoyumbo que aún utilizan carbón en parrilla). Algunas centrales de vapor inicialmente diseñadas para quemar carbón o fuel-oil han sido acondicionadas para utilizar gas. Por otra parte existen varias turbogases, las cuales operan generalmente con gas natural pero también pueden ser acondicionadas para utilizar ACPM. En todas las centrales los quemadores son de tecnología convencional sin diseños o dispositivos especiales que atenúen la emisión de gases contaminantes NO_x - CO . Lo anterior contrasta con la tendencia mundial, donde es corriente la utilización de quemadores de bajo No_x para las plantas nuevas.

La mayor parte de las térmicas de carbón poseen equipos para el control de la emisión de material particulado, usualmente precipitadores electrostáticos. En el Caso de manejo de desechos líquidos y sólidos no han habido tradicionalmente una tecnificación. En las térmicas a gas y a fuel oil los controles ambientales son prácticamente inexistentes.

La generación termoeléctrica en Colombia emplea diferentes combustibles a saber: Carbón, gas natural, fuel oil, crudo de castilla y ACPM.

En el caso del carbón, las plantas que generan con este combustible se abastecen de aproximadamente 1150 minas, que en su mayoría son explotadas artesanalmente por sistemas de minería subterránea, ubicadas en 37 municipios de las regiones de Cundinamarca, Boyacá, Norte de Santander, Cesar y Valle del Cauca. El rendimiento promedio de extracción por hombre-turno es muy bajo, apenas superior a 0.7 toneladas.

El gas natural, por su parte, proviene de los campos de Chuchupa y Ballenas en la Guajira y de Payoa en Santander, mientras que el crudo de Castilla se produce en los Llanos Orientales y el Fuel Oil y el ACPM en las refinerías de Ecopetrol en Barrancabermeja y Mamonal.

Las Centrales Carboeléctricas del interior del país están localizadas relativamente cerca de los centros de producción de carbón, con distancias de acarreo entre 15 y 90 Km. Termoyumbo compra carbón del centro del país, aproximadamente a 550 Km. y Termoguajira utiliza carbón del Cesar, distante entre 250 y 350 Km. En todos estos casos, los medios utilizados para su transporte son volquetas y camiones con carrocerías de estacas, carpados para evitar la dispersión de polvos y con capacidad entre 10 y 50 toneladas. El gasoducto del Caribe lleva el gas natural entre los campos de la Guajira y las Plantas de Barranquilla y Cartagena recorriendo una distancia aproximada de 400 Km.

Termopalenque y Termobarranca son alimentadas por un gasoducto de 50 Km que une los campos de Payoa y las ciudades de Girón y Barrancabermeja respectivamente.

Las plantas de Carbón, de acuerdo con sus necesidades, han fijado cuotas de compra que oscilan entre 15.000 y 60.000 toneladas mensuales de carbón.

El carbón que llega a las centrales térmicas tiene una calidad relativamente homogénea en cuanto a que son carbones bituminosos de medio y alto contenido de materia volátil, medio o alto poder calorífico y bajo o medio contenido de cenizas; el carbón del Valle que consume Termoyumbo contiene altos contenidos de ceniza y azufre y bajo poder calorífico. Los yacimientos de Amagá en Antioquia tienen valores un poco mayores en cuanto a poder calorífico se refiere, pero tienen bajos contenidos de azufre. Los otros combustibles no presentan diferencias apreciables en su calidad y se consideran carbones típicamente térmicos, de bajo contenido de azufre y cumplen estándares internacionales.

2. CARACTERÍSTICAS AMBIENTALES

2.1 Clima

Las plantas están localizadas en climas variados, entre los 2 y 2.570 msnm con precipitaciones medias anuales que varían entre 187.3 y 2.760 mm con temperaturas

medias anuales que varían entre 14 y 32°C y una humedad relativa entre 72 y 90%, en zonas de bosque seco tropical (bs-T), bosque seco montano bajo (bs-MB) bosque húmedo montano bajo (bh-MB), bosque húmedo tropical (bh-T) y manglares.

El conocimiento del clima local es de vital importancia para los estudios atmosféricos. Sin embargo solamente dos plantas tienen estaciones meteorológicas en vecindades de las plantas (Termozipa y Termopaipa).

2.2 Geología y Suelos

Se presenta erosión laminar y severa en los cerros circunvecinos a Termotasajero. Termozipa utiliza suelos de alta capacidad productiva. La mayor parte de las plantas se ubicaron en zonas de uso agropecuario y/o industrial. Algunas centrales tienen uso recreativos y turísticos vecinos (Termopaipa y Termozipa).

2.3 Parámetros atmosféricos

El control de emisiones atmosféricas en el proceso de combustión se realiza únicamente para material particulado mediante precipitadores electrostáticos primordialmente. Existen aún equipos multiciclones para las unidades más pequeñas de carbón pulverizado en Yumbo y Paipa.

Si bien el control y monitoreo de la eficiencia de estos equipos es eventual, se considera que la mayor parte de ellos funciona satisfactoriamente de 90.4 a 99% de eficiencia de remoción. Existen algunos casos de muy baja eficiencia, del orden del 75%, considerada inadecuada para este tipo de equipos, lo que evidencia necesidad de reparación de los mismos. Este es el caso de las unidades IV y V de Termozipa. Los multiciclones llegan a tener eficiencias muy bajas, del orden del 35%.

No existen equipos para el control de emisiones de SO₂, pero tampoco se ha evidenciado su necesidad, ya que los niveles medidos de SO₂ alrededor de las plantas ha sido muy bajo, el contenido de azufre de nuestros carbones es usualmente menor al 1% y la potencia instalada de las plantas es modesta. Se espera sin embargo, que plantas del orden de 1.000 MW que se instalen en un futuro si deberán considerar este tipo de equipo, ya que su impacto en la calidad de aire regional sobrepasaría los límites permitidos de SO₂.

En cuanto a la emisión de Nox, éste presenta ante todo en la combustión del gas natural, por su alta temperatura de llama. Como se comentó anteriormente, no se utilizan quemadores de bajo Nox, los que ya son prácticamente estándares en el resto del mundo.

Al respecto es importante anotar que aunque existe una nueva Norma de Emisión se presenta un vacío de reglamentación en cuanto a valores permitidos de emisión de gases como SO₂, NO_x o compuestos orgánicos volátiles VOC. Solamente existen límites

permisibles en cuanto a material particulado. En cuanto al azufre, solamente existe reglamentación con respecto al máximo contenido de dicho elemento en el combustible y sobre altura mínima de chimenea.

La altura de las chimeneas varía entre 35 y 95 metros y cumple siempre con los requerimientos mínimos de la Norma. Todos los Estudios de Impacto Ambiental han realizado la simulación del impacto atmosférico, sin embargo muy pocas plantas llevan un monitoreo de sus emisiones y de su impacto atmosférico regional. Ninguna planta ha realizado estudios epidemiológicos serios para determinar el impacto en salud humana.

Retomando el balance presentado en la Evaluación Ambiental Sectorial del sector eléctrico, que se preparó para el Banco Mundial y como se muestra en la tabla No. 4 se concluye lo siguiente:

En 1991 las centrales termoeléctricas produjeron aproximadamente 57.653 Toneladas de partículas. Se muestra en la Tabla No. 4, de las cuales se estima que se emitieron a la atmósfera entre 6.000 y 23.000 toneladas dependiendo de la eficiencia de remoción considerada, correspondiente en casi su totalidad a centrales operadas con carbón. Se emitieron aproximadamente 69.104 Toneladas de óxidos de azufre principalmente aportado por el mismo combustible anotado; mientras que el principal productor de NOx es la combustión de gas natural, con un total de 36.557 Toneladas para todo el subsector térmico.

Las emisiones totales de gas y partículas en el Sector Eléctrico se estimó en 166 mil toneladas para 1991. Este valor significó sin embargo, únicamente entre el 1 y el 3% del total nacional para dicho año: el sector de fuentes móviles aportó aproximadamente el 69,9% y la industria el 24%. Estas cifras se están revisando con la aplicación de las nuevas normas y se espera tener los nuevos resultados al finalizar el presente año.

2.4 Aguas

El consumo de agua es un parámetro muy importante a tener en cuenta pues algunas plantas están ubicadas en regiones donde se evidencia en la actualidad, o en un futuro cercano, una competencia por el recurso hídrico. Varias plantas están ubicadas aguas arriba de tomas de acueducto para poblaciones o para distritos de riego Termozipa, Termopaipa y Termotasajero.

Los consumos de agua de reposición se reportan entre 0.15 y 19.44 m³/h y los flujos requeridos para refrigeración, de circuito abierto, están entre 4.4 y 11.1 m³/s.

Las aguas de refrigeración se entregan al ambiente con temperaturas que varían entre 21 y 52°C. La temperatura de mezcla de los sistemas receptores se encuentra entre el 18°C y 40°C. No se ha estudiado apropiadamente el impacto ecológico de estas descargas térmicas en los ecosistemas receptores.

El agua de reposición se somete al proceso de tratamiento en floculadores, filtros de arena, filtros de carbón activado, clarificadores, torres catiónicas-aniónicas, torres mixtas, filtros de grava, desgasificadores, precipitadores, suavizadores, tanques químicos, bombas de suministro de agua, pozos de neutralización, bomba de aceleración entre otros.

Las sustancias químicas tóxicas utilizadas en las plantas son aquellas empleadas en la potabilización y desmineralización del agua y en el control de corrosión de caldera como el Ácido Sulfúrico, soda, hidrazina, ácido clorhídrico, sulfato ferroso, fosfato disódico, sulfato de alúmina, morfolina.

La totalidad de las plantas posee tanque de neutralización de aguas de lavado de resinas. Sin embargo no existe un control efectivo del pH antes de su vertimiento. En ninguna planta se reportaron sistemas apropiados para la retención y retiro de grasas y aceites. Si bien la mayor parte de las plantas lleva un control de la calidad del recurso hídrico que utiliza, no se lleva una monitoría adecuada de sus impactos hídricos. Algunas térmicas hacen monitorías hídricas eventuales a sus descargas y a los receptores de las mismas, ninguna planta lleva un registro sistemático al respecto.

2.5 Cenizas

La mayor parte de los sistemas de extracción de cenizas son por vía seca y posteriormente se lleva en volquetas o carrotanques a su disposición final o al punto de su utilización como subproductos. Dos plantas tienen sistemas por vía húmeda y en estos casos se utiliza tubería de transporte y lagunas o sedimentadores para disponerlas como el caso de Termozipa y Termoguajira.

Dos plantas ha reducido el problema del almacenamiento de cenizas, al ser utilizadas por la industria cementera, Termoyumbo y Termotasajero, otra planta ha utilizado sus cenizas para relleno de lotes y construcción de vías Termozipa. De otra parte existe un estudio realizado por la Universidad del Valle donde se caracterizaron las cenizas de las principales térmicas a carbón, con miras a encontrar formas de utilización masiva de las mismas. El estudio encontró problemas importantes en la estabilidad y manejo de los patios de ceniza y en cuanto a la calidad de las cenizas identificó presencia de inquemados en proporciones muy altas, que impediría su utilización comercial más promisoria, como es en la industria del cemento y del hormigón.

Las distancias entre las plantas y los rellenos varían entre 1.0 y 6.0 Km. El área de los rellenos actuales varía entre 7 y 24 Ha, con una ocupación total de 46 Ha y el área disponible varía entre 12 y 64 Ha, para un total de 101 Ha. La producción anual de ceniza está entre 45.000 y 164.644 Ton por planta y la acumulación total de la ceniza varía entre 145.000 y 2.400.000 Ton. En algunos casos se realizan controles a la acción del viento como cubrimiento con gramíneas, sembrado de barreras cortaviento alrededor del patio, construcción taludes y terrazas. No se reportó humectación de las pilas de cenizas.

No se lleva un adecuado control de la calidad del agua de los acuíferos directamente afectados por la planta, especialmente por el patio de cenizas.

En general se conceptúa que uno de los principales problemas de los patios de ceniza es su inadecuada localización en llanuras inundables, cerca a centros poblados, en zonas agropecuarias productivas o de importancia urbana.

2.6 Aspectos socioeconómico

El área adquirida para la construcción de las plantas, varía entre 10 y 130 Ha. Antes de la construcción de los proyectos, el suelo era utilizado en general para fines agropecuarios, ganaderos e industriales. El impacto por reducción de la productividad y desplazamiento de empleo se considera que ha sido bajo.

La construcción y operación de las plantas genera aproximadamente 1.100 empleos directos, entre operarios de planta, mineros y transportadores de carbón.

Las enfermedades más comunes entre los empleados son de origen respiratorio, auditivo, lumbar y de estrés. Las medidas de prevención y los programas de salud para los empleados de las centrales dicen cumplir con la norma Ministerio de Trabajo y Seguridad Social. Dichos programas atienden los principales problemas que se presenta el nivel de accidentalidad, que es relativamente bajo.

Los programas de salud son básicamente para prevenir problemas auditivos. El ruido más importante se genera en la etapa de arranque, en el "venteo de la caldera". Otros equipos de interés en este sentido son los niveles de ruido superiores a 80 db.

Tabla No. 1
CAPACIDAD EFECTIVA vs. CAPACIDAD PROMEDIO ESTUDIO

Tipo de Planta	Cap. Nominal MW	Capacidad Efectiva MW	Capacidad Promedio MW	Cap.Efec. Menos Promedio MW
Vapor Carbón	665.5	660.0	420.7	239.3
Vapor Gas	203.3	176.2	148.7	27.3
Vapor Gas/fuel Oil	462.0	420.7	303.8	116.9
Vapor/Gas/Fuel Oil/Carbón	320.0	320.0	238.2	81.8
Turbogas Gas	441.1	367.0	276.8	90.2
Turbogas Gas/fuel Oil	70.0	47.0	32.2	14.8
TOTAL	2161.9	1990.9	1420.4	570.5

(1) No incluye privadas

Tabla No. 2

CAPACIDAD DEL SISTEMA INTERCONECTADO (MW) (1)
1994

SISTEMA	NOMINA L			EFECTIVA		
	HIDRAULICA	TERMICA	TOTAL	HIDRAULICA	TERMICA	TOTAL
EEB	2307.5	103.5	2411.0	2092.5	103.5	2196.0
EEPPM	1725.6	0.0	1725.6	1707.4	0.0	1707.4
CVC	806.2	50.0	856.2	809.0	48.0	857.0
ELECTRIFICADORAS	349.8	320.0	669.8	295.5	297.0	592.5
CHEC/CQR	231.0	0.0	231.0	212.5	0.0	212.5
TOLIMA/HUILA/CAQUETA	24.5	0.0	24.5	7.9	0.0	7.9
CENS/ESSA/EBSA	30.0	320.0	350.0	18.0	297.0	315.0
CEDELCA/CEDENAR	64.3	0.0	64.3	57.1	0.0	57.1
ICEL	51.0	75.0	126.0	49.0	75.0	124.0
CORELCA	0.0	1074.2	1074.2	0.0	887.0	887.0
MIN-HACIENDA	0.0	366.0	366.0	0.0	339.0	339.0
CHB	510.0	510.0	510.0	500.0	0.0	500.0
ECOPETROL	0.0	122.2	122.2	0.0	120.5	120.5
GENERACION PRIVADA	0.0	190.0	190.0	0.0	190.5	190.0
ISA	2419.0	2580.4	2580.4	2410.0	157.0	2567.0
TOTAL:	8169.1	2462.3	10631.4	7863.4	2217.0	10080.4
(1) Incluye las Centrales Menores						

Tabla No. 3

EFICIENCIA INICIAL Vs EFICIENCIA ESTUDIO

Tipo de Planta	Heat Rate Inicial BTU/kWh	Eficiencia Inicial	Heat Rate Estudio BTU/kWh	Eficiencia Estudio
Vapor Carbón	14144	24.13 %	13729	24.85 %
Vapor Gas	15539	21.96 %	16173	21.10 %
Vapor Gas/Fuel Oil	15997	21.36 %	16339	20.88 %
Vapor Gas/Fuel Oil/Carbón	11029	30.94 %	10370	32.91 %
Turbogas Gas	18006	18.95 %	18503	18.44 %
Turbogas Gas/Fuel Oil	20493	16.65 %	25867	13.19 %
Total:	16492	20.68 %	17246	19.78 %

GESTIÓN AMBIENTAL PROYECTO CENTRAL TERMOELÉCTRICA PATACHE Y LÍNEA DE TRANSMISIÓN ASOCIADA

**Cristian Carreño Paredes
Compañía Eléctrica Tapaca (CELTA, S.A)
Chile**

RECEIVED

APR 15 1999

O S T I

INTRODUCCION

Como parte del presente informe se hace una breve presentación de los servicios desarrollados por **INGENDESA**, de los proyectos elaborados tanto en el área de la ingeniería así como en la temática ambiental.

En segunda instancia, se hace una presentación relativamente detallada de los antecedentes más importantes del Proyecto "Gestión Ambiental Central Termoeléctrica Patache y Línea de Transmisión Asociada - Compañía Eléctrica Tarapaca (CELTA, S.A) I Región".

1. PRESENTACION DE LA EMPRESA DE INGENIERIA INGENDESA, S.A. Y DE LAS ACTIVIDADES QUE DESARROLLA EL AREA AMBIENTAL.

1.1 La Empresa

La empresa de Ingeniería **INGENDESA** es una sociedad anónima cerrada cuyo objeto es la prestación de servicios de ingeniería, de inspección de obras, de inspección y recepción de materiales y equipos, de laboratorio, de peritajes, de gestión de empresas en sus diversos campos y en general, de servicios de consultoría en todas sus especialidades, tanto en Chile como en el extranjero, ya sea en forma directa, asociada con terceros o a través de ellos.

INGENDESA es una empresa de ingeniería multidisciplinaria, con un amplio campo de acción, que abarca los sectores de energía electricidad, minería, infraestructura (vial, portuaria y de riego), telecomunicaciones, industrial y medio ambiente, entre los principales.

Actualmente, **INGENDESA** está conformada por una planta de más de 500 profesionales y técnicos de diversas especialidades y de gran experiencia, lo que le permite ofrecer servicios desde una asesoría especializada hasta proyectos llave en mano, así como las etapas de diseño conceptual, básico y de detalles, administración de la

construcción, adquisiciones, control de calidad y puesta en servicio. La venta de servicios en el año 1995 alcanzó a US\$ 27 millones.

La dirección de la empresa es realizada por un Directorio compuesto de cinco miembros, elegidos por los accionistas.

La administración de INGENDESA es realizada por su Gerente General y Gerentes de Area, quienes son nominados por el Directorio. En la Figura 1 se puede observar el organigrama de la empresa.

1.2 Proyectos Relevantes Desarrollados por INGENDESA

Con respecto a los principales proyectos desarrollados en el sector de Infraestructura de Transportes durante el año 1994, se destaca la participación de INGEDENSA en el diseño e inspección técnica de las obras subterráneas de la Línea No. 5 del Metro de Santiago, el proyecto de reparación del Puerto de San Vicente en la VIII Región de Chile (en adelante VII Región), el proyecto del túnel carretero El Melón y sus accesos en la VIII Región y "Ruta No. 78 Santiago - San Antonio" en la V Región de Chile. Estas últimas destinadas a la participación del cliente en la licitación de las concesiones respectivas.

Durante el año 1994 se continuó con el desarrollo de proyectos llave en mano, habiéndose puesto en servicio una línea de transmisión de 110 kV de alta montaña; y la instalación de un cable subterráneo de 13,2 kV para la División Andina de Codelco Chile (empresa minera del estado ligada a la producción de concentrado y catodos de cobre de alta de alta pureza) localizada en la V Región de Chile; y el montaje de un autotransformador en la subestación Pan de Azúcar, destinado al suministro eléctrico del proyecto de explotación minero de cobre El Tambo en la IV Región de Chile.

Dado que el informe anual de 1995 aún no estaba disponible al momento de prepararse este artículo, solo se presenta a continuación el listado de proyectos más relevantes realizados en el año 1994.

Sector Infraestructura

- * Metro, S.A.; Diseño de Ingeniería Civil, Arquitectura e Inspección Técnica de Tramos Subterráneos Línea No. 5.
- * Túnel El Melón, S.A.; Ingeniería de Diseño e Inspección Técnica del Túnel El Melón.
- * Ministerio de Obras Públicas, Dirección de Riego; Proyecto Embalse Puclaro.

- * ENDESA, S.A. - Dragados, S.A., Anteproyecto Ruta de Acceso norte a la Ciudad de Concepción.

Sector Eléctrico

- * Empresa Eléctrica Pehuenche, S.A.; Ingeniería de Diseño, Inspección Técnica y Administración de la Construcción de la Central Hidroeléctrica Currilínque (85 MW).
- * Empresa Elca Colbún Machicura S.A.; Proyecto Central Hidroeléctrica San Ignacio (33 MW).
- * Empresa Nacional de Electricidad S.A; Estudios de Factibilidad para la Conversión de Central termoeléctrica Bocamina a Ciclo Combinado.
- * Empresa Eléctrica Pangué S.A.; Ingeniería de Diseño, Inspección Técnica y Administración de la Construcción de la Central Hidroeléctrica Pangué (450 MW).
- * Proyectos Varios de Sistemas, Líneas y Subestaciones para diferentes clientes.

Sector Minería

- * Empresa Nacional de Minería (ENAMI); Ingeniería Básica para transformar las plantas procesadoras El Salado, Taltal y Vallenar en Plantas SX/EW.
- * Codelco Chile - División Andina; Alimentación Eléctrica Túnel de Relave No. 1 mediante contrato tipo EPC.
- * Codelco Chile - División Chuquicamata.; Diseño y Supervisión de Montaje de Calderas para energía de emergencia.
- * Codelco Chile - División Andina; Inspección Técnica proyecto Molino Unitario.

Sector Internacional

- * Hidronihuil, S.A., República Argentina; Ingeniería Conceptual, Básica y de Detalles para la Central Hidroeléctrica Nihuil IV (25 MW).
- * Central Buenos Aires S.A., República Argentina; gerenciamiento Técnico de la Construcción y Montaje de la Central Térmica Buenos Aires.

- * Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), El Salvador; Asesoría para la Administración y Supervisión de Proyectos.
- * Hidroeléctrica El Chocón S.A., República Argentina; Servicios de Ingeniería e Inspección Técnica del Mejoramiento de la Fundación de la Presa El Chocón y Modificación del vertedero Arroyito.

1.3 Funcionamiento y Principales Servicio y Proyectos desarrollados por el Area Ambiental de INGENDESA S.A.

Objetivos

Los servicios ambientales de INGENDESA están centralizados en el Area de Servicios y Proyectos Ambientales, conformada por un equipo permanente de profesionales especialistas, con una extensa trayectoria de servicios ambientales, tanto en Chile como en el extranjero.

Este equipo está respaldado por una empresa que cuenta con alrededor de 500 empleados, los cuales, junto con consultores externos, pueden formar parte de grupos de trabajo interdisciplinarios dedicados a resolver problemas ambientales, aprovechando la organización matricial existente.

La política de INGENDESA es buscar y diseñar soluciones efectivas y eficientes para los desafíos ambientales de sus clientes. Ello conlleva una adecuada consideración y ponderación de las necesidades ambientales, la ciencia, la tecnología del proceso, la ingeniería, las regulaciones ambientales y las políticas corporativas de nuestros clientes.

La experiencia ingenieril y vocación de servicio al cliente, además de una larga historia en la resolución de problemas ambientales, garantizan que se aplicará una metodología global e integrada a las necesidades del cliente, ya sea esta una empresa, un municipio, un ministerio o un organismo internacional, aplicándose tanto en las etapas de planificación como en las de implementación, operación y abandono o cierre de un proyecto.

El objetivo definido por INGENDESA es lograr un equilibrio económico, técnico y ambiental, que convierta problemas ambientales del cliente en oportunidades de mejoramiento productivo. Esto conlleva soluciones costo-eficiencia, sin sacrificar los objetivos de la empresa o del proyecto, la calidad del producto o las condiciones ambientales del lugar donde se instalará el proyecto.

Aplicaciones de Trabajo del Area Ambiental

- * Descripción ambiental de proyectos y/o procesos.

- * Evaluación de riesgo natural y antrópico asociado a la exposición de efluentes y sustancias peligrosas.
- * Abastecimiento y tratamiento de aguas servidas.
- * Captación y tratamiento de aguas servidas.
- * Limpieza y restauración de recursos naturales en áreas contaminadas o dañadas por actividades energéticas, industriales y/o minerales.
- * Selección y evaluación de sitios industriales
- * Reducción de riesgos naturales para embalses, tanques, depósitos, etc.
- * Metodología para reducir y tratar residuos industriales líquidos y/o sólidos.
- * Auditoría de cumplimiento de políticas y regulaciones ambientales para proyectos en operación.
- * Implementación y ejecución de planes de monitoreo de contaminantes y recursos naturales.

Estudios, Asesorías y Peritajes

- * Caracterización de Línea Base
- * Declaraciones de Impacto Ambiental
- * Estudios de Impacto Ambiental
- * Análisis de Regulaciones
- * Auditorías Ambientales
- * Gestión Ambiental Corporativa
- * Fortalecimiento Institucional Ambiental
- * Revisión y Contraparte de Estudios Ambientales
- * Tramitación de permisos y Licencias

Sectores atendidos por el Area Ambiental

- * Infraestructura de Transportes
- * Energía
- * Manejo de Aguas
- * Forestal
- * Industrial
- * Minería

Servicios y Estudios específicos realizados por el Area Ambiental

- * Infraestructura de Transportes
 - Concesión Carretera 5 Sur, Tramo Talca-Chillán Empresa Infraestructura 2000 perteneciente al Holding de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA, S.A); Identificación y cuantificación de las medidas de mitigación ambiental. Monto del estudio: U\$ 10.000.

- Construcción y Operación del Túnel El Melón S.A. perteneciente al Holding de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA, S.A); Impacto Ambiental. Monto del estudio U\$ 16.000.
- Construcción y Operación del Acceso Norte a Concepción, Empresa Infraestructura 2000 perteneciente al Holding de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA, S.A); Estudio Preliminar de Impacto Ambiental. Monto del estudio U\$ 16.000.
- Concesión Autopista Ruta 78 Santiago - San Antonio, Empresa Autopista del Sol, S.A. perteneciente al Holding de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA, S.A); Estudio Preliminar de Impacto Ambiental. Monto del estudio U\$ 42.000.
- Análisis Ambiental del Programa de Mejoramiento de Corredores de Integración y de la Red Primaria Nacional de Uruguay. Proyectos por el valor de U\$135.000.000., cuyo cliente fue el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Monto del estudio: U\$14.000.

* *Forestal*

- Manejo y Conservación de la Biodiversidad Centroamericana, para su Aprovechamiento y Desarrollo Sustentable, Banco Interamericano de Desarrollo (BID); Plan de Operaciones para la Ejecución del Programa de Manejo y Conservación de la Biodiversidad en Centroamérica. Monto del estudio U\$16.000.
- Programa de Desarrollo Sustentable de la Región del Petén, Guatemala, BID; Términos de Referencia para los Estudios de Factibilidad de la Primera Fase del Programa de Desarrollo Sustentable de la Región del Petén, Guatemala. Cliente Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Monto del estudio U\$21.000.

* *Minería*

- División Mantos Blancos, Empresa Minera de mantos Blancos S.A.; Diseño de un Programa de Gestión Ambiental. Monto del estudio:U\$ 59.000.
- Relaves al Valle, Codelco Chile - División Andina; Elaboración de Términos de Referencia del Programa de Relaciones Públicas del Proyecto. Monto del estudio: U\$1.000.

- Plan de Descontaminación de la Fundición Potrerillos, Codelco Chile - División El Salvador; Apoyo técnico-ambiental a los estudios de ingeniería, aseguramiento del cumplimiento de la normativa ambiental y de las condiciones ambientales del lugar de trabajo. Monto del estudio: U\$16.000.

* *Energía*

- Programa de transmisión y Distribución 1995-2000 de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), Uruguay, BID; Estudio Preliminar de Impacto Ambiental. Monto de estudio: U\$17.000.
- Centrales Eléctricas de EDEGEL, Perú ENDESA, S.A.; Diagnóstico Ambiental Preliminar. Monto del estudio: U\$31.000.
- Hidroeléctrica El Chocón, Argentina, Hidroeléctrica El Chocón, S.A.; Bases Conceptuales para la Preparación del Plan de Gestión Ambiental. Monto del estudio: U\$2.500.
- Construcción y operación de la Central Hidroeléctrica Loma Alta, Pehuenche S.A.; Elaboración de los Términos de Referencia para el Estudio de Impacto Ambiental. Monto del estudio: U\$13.000.
- Construcción y Operación de la Central Termoeléctrica Polpaico, Pehuenche S.A.; Elaboración de Términos de Referencia para el Estudio de Impacto Ambiental, Estudio de los Impactos Atmosféricos estimados para la Central Termoeléctrica Polpaico. Monto del estudio: U\$40.000.
- Construcción y Operación de la Central Termoeléctrica Punta Patache y Línea de Transmisión Asociado, I Región, Compañía Eléctrica Tarapacá, CELTA, S.A.; Contraparte técnica en la Evaluación del Estudio de Impacto Ambiental realizado por la empresa consultora Dames & Moore Chile Ltda., Seguimiento de Trámites ante la Comisión Regional del medio Ambiente de la I Región, Chile.

2. JUSTIFICACION DE LA CONSTRUCCION DE LA CENTRAL TERMOELECTRICA PATACHE Y LINEA DE TRANSMISION ASOCIADA

La construcción de la Central Termoeléctrica Patache y Línea de Transmisión asociada, se justifica debido a la necesidad de la Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi (en adelante CMDIC), por contar con energía eléctrica para la puesta en marcha y operación de su proyecto minero denominado Collahuasi. Este contempla la explotación de depósitos de cobre que se encuentra a una altitud media de 4.500 m.s.n.m., en la

cordillera andina de la I Región de Tarapacá. Dado que la capacidad generadora del Sistema Interconectado del Norte Grande (en adelante SING), no es capaz en la actualidad de satisfacer esta demanda adicional, se construirá una nueva planta generadora que abastecerá la mina y que estará conectada con el SING. Esto último para entregar los excedentes de energía, en los casos de interrupción del suministro, por fallas o trabajos de mantenimiento por parte de la nueva generadora.

2.1 Situación actual del abastecimiento de energía eléctrica en el Norte Grande de Chile

2.1.1 Características particulares del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

El SING presenta características que se encuentran asociadas principalmente a la geografía que presenta el área de abastecimiento y a las tipologías de consumidores localizados en la zona a servir.

Entre las características particulares del SING, se pueden destacar:

- * Las fuentes de generación son principalmente térmicas;
- * Los centros de consumo es muy alejados entre sí (alrededor de 200 km) y tienden a concentrarse en la II Región (Codelco Chile División Chuquicamata, Minera El Abra, Minera Escondida, Minera Zaldivar, Minera Mantos Blancos, etc);
- * El déficit de recursos hídricos en el área ha permitido un desarrollo incipiente de generación de energía eléctrica en base a centrales hidroeléctricas; y
- * Los consumos de energía de las ciudades representan magnitudes muy inferiores a los de las industrias mineras.

2.1.2 Proyección de la demanda en el SING

La situación actual de abastecimiento de energía eléctrica del SING en el norte grande del país (I y II Regiones Administrativas), se encuentra asociado principalmente a satisfacer la demanda de una serie de empresas mineras de producción de cobre (concentrado y cátodos de alta pureza), y en segunda instancia, a los requerimientos de las ciudades localizadas en estas regiones (19 ciudades con una población servida cercana a los 750.300 habitantes)

En general, se puede establecer que la relación de consumos entre empresas mineras y ciudades localizadas en las Regiones I y II (a 1994), es:

	GWH	%
* Empresa Eléctricas de Distribución Domiciliaria (EEDD)	563	16
* Consumo Industrias Mineras	2.909	84
* TOTAL	3.472	100

Por otra parte, se puede señalar que la proyección del consumo y la demanda del SING se sitúa en una tasa de crecimiento media anual del orden de 12%. En la Figura 2 se detallan las proyecciones de consumo y de demanda del SING, para el período 1995 - 2009.

Finalmente, en la Figura 3 se puede observar el diagrama de demandas y de instalaciones del SING.

Del diagrama se desprende que las principales fuentes consumidoras de energía eléctrica asociadas al SING, son empresas mineras localizadas principalmente en la II Región de Chile.

2.2 Demanda de energía eléctrica de Minera Collahuasi y soluciones alternativas

La demanda de energía eléctrica de Minera Collahuasi, se encuentra ligada principalmente al desarrollo de cada una de etapas del proyecto, esto es, construcción, puesta en marcha y operación. En términos específicos, la demanda de energía eléctrica por etapa alcanza a:

- * Etapa de construcción y puesta en marcha: 100 MW
- * Etapa de operación: 120 MW

Si se considera el proyecto de ampliación que la empresa Minera Collahuasi tiene programado, la demanda de energía eléctrica al año 2006 alcanzará a 164 MW.

En la Figura 4, se pueden observar las proyecciones de consumos y de demanda de energía eléctrica de la empresa Minera Collahuasi.

2.2.1 Alternativas de abastecimiento de energía eléctrica para Collahuasi

Las alternativas de abastecimiento que Minera Collahuasi manejaba, para satisfacer las demandas de su proyecto fueron:

- * obtención de la energía eléctrica de las empresas generadoras "Tocopilla", "Norgener" y "Edelnor", vía línea de transmisión Crucero - Pozo Almonte, con empalme a una subestación por construir en dicho sector. Asimismo, tendido de una línea de transmisión a la subestación de recepción y entrega en Collahuasi.

construcción de la central térmica Patache y la Línea de Transmisión Asociada en la I Región de Chile, por parte de la Compañía Eléctrica Tarapacá (en adelante CELTA S.A.)

Dadas las distancias (alrededor de 300 km) asociadas de los potenciales suministradores de energía eléctrica a través del SING al proyecto minero Collahuasi y de los costos de ambas alternativas, dicha empresa decidió finalmente contratar los servicios de suministro de energía eléctrica a CELTA, S.A.

3. Descripción del proyecto

3.1 Características generales del Proyecto Central Térmica Patache y Línea de Transmisión Asociada

Las características generales del proyecto son:

a) Central Térmica

La inversión estimada para la construcción, puesta en marcha y operación de la central térmica, línea de transmisión y puerto, se estima en US\$220,000.000.

La central tendrá una potencia de 150 MW en los terminales del generador. Funcionará en base a carbón bituminoso y petróleo pesado No. 6 o Bunker C como combustible de respaldo. Los consumos de combustible alcanzarán a 54 ton/h y 32m³/h, respectivamente. Contará con una turbina a gas de respaldo de 24 MW a petróleo diesel.

La caldera tendrá un rendimiento de 87,5%, con una capacidad de producción de 461,1 ton/h de vapor a 540°C, 166 bar en alta presión y 398m ton/h de vapor recalentado a 540° C y 42,1 bar de presión intermedia.

La central contará con una chimenea de 80 m de altura, por donde se evacuarán los gases y material particulado producto del funcionamiento de la caldera. Dicha chimenea estará dotada de un precipitador electrostático de eficiencia mínima del 98% para el abatimiento del material particulado. Este se localizará entre los calentadores regenerativos de aire y los ventiladores de tiro inducido.

La planta de tratamiento de agua estará compuesta por:

- ◆ Planta desalinizadora del tipo osmosis inversa de 660 m³/día compuesta de dos trenes de 330 m³/día cada uno, para satisfacer los consumos de la planta desmineralizadora y de agua potable de la central. La eficiencia de ésta fluctuará entre un 98% a 99%. El flujo de alimentación de agua de mar será de 61,6 ton/h y la descarga alcanzará a 34,1 ton/h.
- ◆ Planta desmineralizadora de dos líneas de 15 m³/h cada una, para los consumos propios de la central (agua de reposición de la caldera y del circuito de refrigeración secundario).

El muelle tendrá una vida útil de 25 años. Será de un largo no superior a 300 m desde la costa, tendrá una capacidad de recepción de barcos de hasta 60.000 toneladas de peso muerto (TPM).

La grúa de descarga tendrá una capacidad aproximada de 1.200 ton/h.

Las principales obras y equipos que contempla la central son: casa de máquinas, nave de control, nave de tolvas, caldera, edificios para casa de bombas y planta de tratamiento de agua (desalinizadora y desmineralizadora), sistema de manejo de cenizas y escorias, sistema de captación y descarga de agua de mar, almacenamiento y alimentación de carbón, estanque de almacenamiento y obras de anexas.

b) Línea de Transmisión

El sistema de transmisión en 220 kV Patache-Collahuasi estará constituido y caracterizado fundamentalmente por las siguientes obras:

- ◆ Una línea de doble circuito de 220 kV, entre Patache y Collahuasi, seccionadas en el punto de cruce con la actual línea de 220 kv Crucero-Pozo Almonte del SING. Esta línea presenta una longitud de 184 km. EN la zona baja presenta una longitud de 118 km (desde la central hasta los 2,500 m.s.n.m.) y en la zona alta, tiene una longitud de 66 km (desde los 2.500 m.s.n.m hasta Collahuasi). La faja de servidumbre considera un ancho total de 30 m.
- ◆ Una subestación seccionada de dicha línea, denominada subestación Lagunas, de 220 kV. Sus instalaciones se desarrollarán en un terreno de 12 há aproximadamente. Estará constituida por un patio de 220 kV, una casa de comando y de las dependencias anexas necesarias para labores de manutención y para una futura ampliación de la subestación.
- ◆ Un sistema de comunicaciones

El sistema de comunicación entre la Central Térmica Patache y la Subestación Collahuasi, estará constituido por los siguientes sistemas:

- * Sistema de control supervisor y de adquisición de datos;
- * Central telefónica privada
- * Sistema de radiopatrullaje en VHS; y
- * Servicios de canales

3.2 Identificación de las principales actividades del Proyecto, en sus etapas de construcción, operación y abandono, que generan impactos al medio ambiente.

Se han separados las acciones de las etapas de construcción, operación y abandono en los siguientes sectores:

- * Sector 1: Corresponde al área de Emplazamiento del Puerto, la Central y al Vertedero de Cenizas y Escorias.
- * Sector 2: Corresponde a la Línea de Transmisión

A continuación se presentan las principales actividades y/o acciones del proyecto que generan impactos ambientales (negativos y positivos), tanto en sus etapas de construcción, operación como de abandono.

3.2.1 Acciones que generan impactos Pre-Operacionales (etapa de construcción)

Estos impactos son aquellos asociados a acciones correspondientes a la etapa de construcción del proyecto. Dichas acciones son las siguientes:

- a) Sector 1
 - ◆ Contratación de mano de obra
 - ◆ Instalación de faenas
 - ◆ Movimiento de tierra (excavaciones y rellenos)
 - ◆ Tránsito de vehículos
 - ◆ Transporte de materiales y equipos para la central y el puerto
 - ◆ Construcción de la Central
 - ◆ Faenas Costeras y Dragados
 - ◆ Caminos de acceso al vertedero
 - ◆ Construcción de instalaciones y bodegas y estanques de agua en el vertedero

b) Sector 2

- ◆ Instalación de faenas de contratistas
- ◆ Construcción y habilitación de caminos de acceso
- ◆ Transporte y acopio de materiales
- ◆ Construcción de fundaciones
- ◆ Armado de estructuras
- ◆ Tendido de conductores
- ◆ Limpieza general del sitio

3.2.2. Acciones que generan impactos operacionales (etapa de operación)

Estos impactos son aquellos asociados a acciones correspondientes a la etapa de operación normal de la Central Térmica y la Línea de Transmisión. Dichas acciones son las siguientes:

a) Sector 1

- ◆ Contratación de mano de obra
- ◆ Cargó y transporte de cenizas y escorias
- ◆ Extracción de agua de mar para enfriamiento del condensador y reposición del ciclo térmico
- ◆ Disposición de aguas residuales domésticas
- ◆ Disposición de residuos sólidos domésticos

b) Sector 2

No existen acciones que pudiesen generar impactos en esta etapa para la operación de la Línea de Transmisión.

3.3 Principales Componentes del Medio Ambiente Afectados por las Acciones del Proyecto que generan Impactos

Los principales componentes del Medio Ambiente Humano y Cultural, Físico, Biológico Terrestre y Marino afectados por las acciones del proyecto en sus diferentes etapas son:

a) Medio Ambiente Humano y Cultural

- ◆ Empleo y niveles de ingreso
- ◆ Vivienda
- ◆ Comercio Local
- ◆ Servicios Públicos

- ◆ Caminos y Carreteras
- ◆ Aceptabilidad Social
- ◆ Recursos Arqueológicos

- b) Medio Ambiente Físico
 - ◆ Calidad del Aire
 - ◆ Ruido (niveles acústicos)
 - ◆ Aguas
 - ◆ Suelos
 - ◆ Paisaje y Estética

- c) Medio Ambiente Biológico Terrestre
 - ◆ Vegetación y Flora
 - ◆ Fauna

- d) Medio Ambiente Marino
 - ◆ Columna de Agua (cambios físico-químico)
 - ◆ Sedimentos
 - ◆ Flora y Fauna Intermareal
 - ◆ Flora y Fauna Submareal

3.4 Características de la Central: ubicación y descripción general del funcionamiento

El proyecto Central Termoeléctrica Patache y Sistema de Transmisión Asociado, de CELTA S.A., estará localizado en la I Región de Chile, Provincia de Iquique, Comunas de Iquique, Huara y Pozo Almonte, en un terreno denominado Patache. La Figura 5 mostrará la ubicación general de la Central y del Sistema de Transmisión.

A nivel local la Central se localizará en un terreno de la plataforma costera, de aproximadamente 25 has, ubicado a 65 km, al sur de la ciudad de Iquique, en un sitio denominado Punta Patache.

La Central Térmica Patache funcionará bajo el principio de ciclo normal. Este responderá a los siguientes cuatro procesos de conversión de energía:

- a) Combustión y consumo de combustible

En esta etapa, el carbón que contiene principalmente carbono, hidrógeno, oxígeno, azufre y cenizas, se combinará con el oxígeno del aire, liberándose dióxido de carbono (en adelante CO_2), óxidos de nitrógeno (NO_x), vapor de agua (H_2O), anhídrido sulfuroso (en adelante SO_2), cenizas y calor contenida en los gases de combustión.

La combustión se desarrollará en la caldera o generador de vapor.

Para una combustión eficiente, el combustible será preparado por medio de la molienda fina, en el caso del carbón, y atomizado en el caso del petróleo, estos se inyectan en los dispositivos denominados quemadores, en los cuales se mezclará con el aire (oxígeno y nitrógeno), generándose así los gases de combustión, la llama y el calor. Estos gases circulan por la caldera transfiriendo su energía a un fluido térmico (agua y vapor) y son finalmente liberados a la atmósfera a través de la chimenea.

El combustible (carbón) contiene impurezas no combustibles denominadas cenizas, que deben ser evacuadas de la caldera y del proceso. Aproximadamente el 80% de estas cenizas estarán contenidas en los gases de combustión y serán captadas por el precipitador electrostático de eficiencia mínima de 98% , a fin de no ser liberadas a la atmósfera. La diferencia se captarán por la parte inferior del hogar de la caldera y se evacuarán a través del medios mecánicos (extracción en seco, para su disposición final.)

b) Conversión a energía térmica

El calor de los gases de combustión, generarán vapor de agua sobrecalentado a través de un conjunto de intercambiadores de calor ubicados al interior de la caldera. El vapor de agua generado, será enviado a la turbina para su transformación en energía mecánica.

La eficiencia del generador de vapor será de uno de 87,5% con a una capacidad de producción de 461,1 ton/h de vapor sobrecalentado a 540°C y 11 bar en alta presión y 398,8 ton/h de vapor sobrecalentado a 540°C y 42,1 bar de presión intermedia, condiciones necesarias para su adecuada utilización en las turbinas.

c) Conversión de energía térmica en mecánica

El vapor sobrecalentado generado en la caldera, será incorporado en la turbina, donde se expandirá isotrópicamente (expansión del vapor en todas las direcciones, manteniendo sus propiedades), transfiriendo su energía térmica al rotor de la turbina en rotación. El vapor, luego de entregar su energía, será condensado mediante enfriamiento con agua de mar, para retornar como agua, cerrando así el ciclo termodinámico.

d) Conversión de energía mecánica en eléctrica

El eje de la turbina estará acoplado al rotor del generador eléctrico, el cual contiene el campo magnético que gira, rodeado por el enrollado estático denominado Estator. A continuación, el nivel de voltaje se levantará mediante un transformador trifásico de relación 13,8 kV/242kV para la transmisión de la energía eléctrica al cliente, según requerimientos.

En la Figura 6 se puede observar el diagrama de flujo que caracteriza los diferentes procesos descritos.

3.5 Identificación de puntos del proceso que generan residuos industriales líquidos, sólidos, gaseosos y de material particulado.

Los principales puntos de generación de residuos sólidos, líquidos y gaseosos (incluyendo el material particulado), se asocian principalmente algunas actividades puntuales de la etapa de operación de la central térmica.

A continuación se hace una presentación de los principales puntos de generación de residuos y el respectivo manejo (solución) que se les dará, para evitar la generación de impactos sobre el medio ambiente.

- a) Proceso de combustión (carbón y petróleo) en el hogar de la caldera y descarga de emisiones por chimenea (PTS, PM-10, SO₂, NO_x, CO y HC).

Implementación de un precipitador electrostático con una eficiencia mínima del 98% a la salida de las calderas, para controlar las emisiones de las calderas.

Por otra, se considera la incorporación de dos ventiladores de tiro inducido en la base de la chimenea, lo cual permite dar al flujo de salida una velocidad inicial que eleva el penacho, y por lo tanto, aumenta la altura efectiva de salida de los gases a la atmósfera.

En la Tabla 1 y 2 adjuntas se pueden observar las tasas de emisión para las diferentes condiciones de funcionamiento.

- b) Manejo de carbón en las canchas de acopio del puerto (generación de emisiones fugitivas de material particulado)

Para el control de las emisiones producto de la descarga del carbón, el proyecto contempla las siguientes medidas:

- * Sistemas de transporte del carbón en base a correas transportadoras con cubiertas metálicas semicirculares abatibles por un costado. Adicionalmente existirá bajo de ellas una bandeja receptora de perdidas, la cual se limpiará constantemente mediante un flujo de agua de mar que descarga al estanque de autolavado;

- * Las correas transportadoras contarán con un sistema de autolavado mediante inmersión en un estanque de agua y escobillas fijas; y
 - * Cuando sea necesario, el polvo será aspirado mediante aspiradores manuales portátiles, hacia un túnel de recuperación.
- c) Planta de tratamiento de agua de mar (desalinizadora y desmineralizadora)

Para el caso de la desalinización del agua, el proyecto considera una planta de osmosis inversa de 27,5 m³/día de capacidad compuesta por dos trenes de 13.75m³/día cada uno, los cuales satisfarán los consumos de la planta desmineralizadora y de agua potable de la Central.

Para la desmineralización del agua proveniente de la desalinización, el proyecto considera la implementación de una planta desmineralizadora de dos líneas de 15,0 m³/h cada una, para los consumos propios de la Central (reposición de la caldera y del circuito de refrigeración secundario).

Para evitar la descarga de los lodos y de los residuos líquidos generados por el proceso de regeneración de las resinas y lavado de éstas, el proyecto considera la implementación de un equipo de neutralización.

- d) Descarga de aguas de enfriamiento del condensador

De acuerdo a los antecedentes, las aguas de enfriamiento serán descargadas superficialmente a razón de 6,0 m³/seg y con una temperatura que no superará en más de 8°C el agua con que es captada (14°C a 16°C).

La única medida que el proyecto considera para atenuar la temperatura del agua descargada, es la construcción en el último tramo de la descarga de un canal abierto para una entrega al mar de baja velocidad y con una caída escalonada del agua (catarata), de manera de generar una disminución menor de la temperatura del agua vertida.

- e) Proceso de combustión del carbón en el hogar de la caldera y generación de cenizas y escorias

Se estima preliminarmente que la operación de la Central generará 199,0 ton/día de cenizas y 49,5 ton/día de escoria. Para el manejo de las cenizas se consideró la construcción de un silo de almacenamiento de 1.000 m³ de capacidad, el cual contará con un humidificador y mezclador inferior para facilitar el carguío y transporte hacia su sitio de disposición final. La escoria se extraerá hidráulicamente despositándose en dos piscinas decantadoras, para posteriormente ser cargada mediante una grúa a los caminos que la transportara al sitio de disposición final.

4. PROBLEMAS AMBIENTALES ASOCIADOS A LA CENTRAL TERMICA PATACHE Y SU LINEA DE TRANSMISION ASOCIADA

Los principales problemas ambientales (impactos ambientales) asociados a la Central Térmica Patache y su Línea de Transmisión, se encuentran relacionados directamente con las diferentes acciones del proyecto, tanto en sus etapas de construcción, operación y abandono.

Los impactos ambientales generados por las acciones del Proyecto, se asocian principalmente a la generación de residuos sólidos, líquidos y gaseosos entre otros.

A continuación se presentan los principales impactos ambientales que se encuentran regulados y no regulados por normativa ambiental vigente en Chile.

4.1 Impactos ambientales regulados por Normas

Los principales problemas ambientales normados asociados a las diferentes etapas del proyectos son los siguientes:

- * Generación de emisiones gaseosas originadas principalmente por la combustión de carbón y petróleo. Los principales contaminantes generados asociados a la combustión de dichos combustibles son: partículas totales en suspensión (PTS), PM-10 (material particulado en su fracción respirable - menor a 10 micrones), óxidos, de azufre (SO_x) y óxidos nitrógeno (NO_x).
- * Generación de residuos domésticos e industriales líquidos asociados al desarrollo de las siguientes actividades:
 - ◆ disposición de cenizas por vía húmeda;
 - ◆ sistema de refrigeración;
 - ◆ sistema de tratamiento planta desalinizadora (aguas de mar);
 - ◆ desmineralización del agua para proceso;
 - ◆ generación de las purgas de las calderas; y
 - ◆ generación de efluente domésticos por la actividad antrópica
- * generación de residuos sólidos domésticos e industriales. Los más importantes de ellos, se encuentran asociados al manejo y disposición de escorias y cenizas.
- * cambio de uso de suelo en el área de emplazamiento de la Central
- * excavación y preparación para la construcción de la Central, sin considerar el rescate de sitios con valor arqueológico.

- * caza, captura, tenencia, transporte y posesión de especies de fauna propias del área de emplazamiento de la central y su línea de transmisión.

En términos específicos, el manejo de los residuos sólidos, líquidos y gaseosos generados por la central térmica, se encuentran normados por una serie de cuerpos legales entre los cuales se destacan los siguientes:

a) Calidad del aire

- * D.S. N° 185/92 del Ministerio de Minería

Este Decreto reglamenta el funcionamiento de establecimientos emisores de anhídrido sulfuroso, material particulado y arsénico en todo el territorio de la República. Este Decreto establece las normas primarias y secundarias de calidad de aire (inmisión). El ámbito de aplicación general son las fuentes que emiten, por chimenea, más de una tonelada/día de material particulado o más de tres toneladas/día de anhídrido sulfuroso (SO₂).

- * Resolución N° 1.215/78 del Ministerio de Salud. Normas Sanitarias Mínimas para Prevenir y Controlar la Contaminación Atmosférica.

Dicha resolución establece como Norma de Calidad de Aire, concentraciones máximas en los respectivos períodos de tiempo, para los siguientes elementos contaminantes: Partículas Totales en Suspensión (en adelante PTS), Anhídrido Sulfuroso (en adelante SO₂), Monóxido de Carbono (CO), Dióxido de Nitrógeno (NO₂) y Ozono (O₃).

- * D.S. N° 144/61 del Ministerio de Salud

Establece que las emisiones de vapores, humos, polvo, emanaciones o contaminantes de cualquier naturaleza, producidos en cualquier establecimiento fabril o lugar de trabajo, deberán captarse o eliminarse en forma tal que no causen, daños o molestias al vecindario. Hace operativa la aplicación de la Resolución 1.215/78 del mismo Ministerio, y da pie para la fijación de las concentraciones máximas posibles de ser descargas por chimenea, por parte de cualquier fuente en todo el territorio nacional.

- * D.S.N° 745/93 del Ministerio de Salud. Sobre condiciones sanitarias ambientales básicas en los lugares de trabajo.

Reglamenta las emisiones y la calidad del aire que se deben cumplir el ambiente laboral. Establece los límites máximos para los agentes físicos y químicos en el ambiente laboral.

b) Efluentes líquidos y calidad de aguas

* Ley 3.133/16 del Ministerio de Obras Públicas (MOP)

Define que los establecimientos, sean mineros, metalúrgicos, fabriles o de cualquier otra especie, no podrán vaciar en los acueductos, cauces artificiales o naturales, que conduzcan aguas o vertientes, lagos, lagunas o depósitos de agua, los residuos líquidos de su funcionamiento, que contengan sustancias nocivas a la bebida o al riego, sin previa neutralización o depuración de tales residuos por medio de un sistema adecuado y permanente.

* Reglamento para la Neutralización y Depuración de los Residuos Industriales Líquidos a que se refiere la Ley N°3.133 (D.S.N° 351/92) del Ministerio de Obras Públicas (MOP). Los establecimientos no podrán vaciar residuos industriales líquidos (Riles) u otras sustancias nocivas al riego o a la bebida en ningún acueducto, cause natural o artificial, superficial o subterráneo, que conduzca aguas o en vertientes, lagos, lagunas, depósitos de agua, o en terrenos que puedan filtrar la napa subterránea, sin la autorización del Presidente de la República.

* D.S. N° 745/93 del Ministerio de Salud. Sobre condiciones sanitarias ambientales básicas en los lugares de trabajo.

Este Decreto, aunque está referido a ambiente laboral, contiene regulaciones sobre disposición de los residuos industriales líquidos (Riles).

A su vez establece que no podrán conducirse a través de la misma red de desagües de aguas servidas sustancias inflamables o explosivas, aguas corrosivas, incrustantes o abrasivas, y en general, ninguna sustancia o residuo industrial susceptible de ocasionar perjuicio, obstrucciones, o alteraciones que dañen canalizaciones internas y que den origen a un riesgo o daño para la salud de los trabajadores.

* Resolución 12.600/322 de la Dirección General del Territorio Marítimo y Marina Mercante (DGTM y MM)

Regula las descargas de residuos líquidos a los cuerpos de agua de la jurisdicción de la Dirección General del Territorio Marítimo y Marina Mercante (DGTM y MM)

* Norma Chilena Oficial NCh N° 1.333/78 de Calidad de Aguas para Diferentes Usos.

Para los efectos de calidad de aguas dicha norma establece los criterios y estándares que deben cumplir las aguas para consumo humano, bebida de animales, riego, recreación con y sin contacto directo y vida acuática.

c) Manejo y disposición de residuos sólidos domésticos e industriales

- * D.S.N° 745/93 del Ministerio de Salud. Sobre condiciones sanitarias ambientales básicas en los lugares de trabajo

Define las condiciones que se deben cumplir desde el punto de vista sanitario, los sistemas de almacenamiento, transporte y disposición final de los residuos sólidos, tanto de carácter doméstico como industrial.

d) Cambio de uso de suelo

- * D.F.L.N° 458/75 del Ministerio de Vivienda y Urbanismo (MINVU). Ley General de Urbanismo y Construcciones.

Establece que para aquellos proyectos que requieran de un cambio de uso de suelo deberán elevar, a través del titular del derecho de dominio o su representante una solicitud para que se autorice tal cambio. Además, establece que se debe acreditar la calidad del dueño del terreno afecto a cambio de uso.

e) Arqueología

- * Ley N° 17.288/70. Monumentos Nacionales y D.S. N° 484/90 del Ministerio de Educación.

Establece que para aquellas construcciones de proyectos, que ocupen terrenos declarados Monumentos Nacionales, o se deba realizar alguna remoción de objetos de interés arqueológico, se debe pedir autorización al Consejo de Monumentos Nacionales. Permiso para construcción o excavación en lugares considerados patrimonio cultural.

f) Fauna

Cada uno de los textos legales que se enuncian a continuación, hacen relación a los permisos de carácter específico que se debía cumplir en relación al manejo de la fauna existente en el área de influencia del proyecto.

- * Ley N° 4.607 de Caza del Ministerio de Agricultura

- * D.S. 133/92 del Ministerio de Agricultura (Reglamento de la Ley de Caza).

- * D.S. 473/94 del Ministerio de Agricultura (modifica D.S. 133/92)

4.2 Impactos ambientales no regulados por Normas

Los principales problemas ambientales no normados asociados a las diferentes etapas del proyecto son los siguientes:

- * Descargas por chimenea de PTS, PM-10, SO₂ y NO_x.
- * Manejo de las cenizas y escorias generadas producto de la combustión de carbón en el fuente (caldera).
- * Cambio en el paisaje y estética en el área de emplazamiento de la central térmica y su correspondiente línea de transmisión.
- * Modificación del hábitat natural de algunas especies de fauna silvestre y costera en el área de emplazamiento de la central.
- * Modificación de la superficie del suelo por efecto de la construcción de caminos de acceso a la línea de Transmisión.

5. Desarrollo de la Gestión Ambiental del Proyecto

Como parte de la gestión ambiental para la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y de sus correspondientes permisos ambientales asociados, CELTA, S. A. contrató al Area de Servicio y Proyectos Ambientales de INGENDESA, para actuar como contraparte técnica en la revisión del EIA desarrollado por la empresa consultora Dames & Moore Chile Ltda.

Además, CELTA S.A. solicitó al Area Ambiental de INGENDESA el asesoramiento en todas aquellas materias relacionadas con la gestión del proyecto ante la autoridad y la comunidad local.

A continuación se hace una presentación general de cada una de las etapas desarrollada para la gestión ambiental del proyecto, ante la autoridad correspondiente, esto es, la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA) - Dirección I Región.

5.1 Reuniones con el cliente

Una vez tomada la decisión de implementación del Proyecto Central Térmica Patache y su Línea de Transmisión Asociada por parte de CELTA, S.A., se reunieron las partes (proponente, Area Ambiental de INGENDESA y la empresa consultora Dames &

Moore), para planificar el trabajo y fijar el cumplimiento de las tareas en los plazos establecidos (propuesta de la empresa consultora).

5.2 Reuniones con las autoridades

Se realizaron una serie de reuniones entre el proponente, asesores ambientales de este y la autoridad de la I Región (CONAMA). En dichas reuniones, se efectuaron actividades tales como: presentación del proyecto, de los TDR y del EIA a la autoridad, respuesta a las consultas y observaciones realizadas por CONAMA, etc.

Estas reuniones fueron realizadas inicialmente con una frecuencia mensual, llegando a efectuarse quincenalmente en las etapas posteriores.

5.3 Elaboración y Presentación de los Términos de Referencia (TDR) del Estudio Impacto Ambiental (EIA)

Una vez tomada la decisión de implementar el proyecto y de someterlo en forma voluntaria al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) por parte de CELTA, S. A., se comenzaron a elaborar los TDR para ser presentados para su revisión y aprobación ante la CONAMA. Los TDR fueron ingresados formalmente por CELTA, S.A. ante la CONAMA con fecha 17 de enero de 1995.

5.4 Revisión de los TDR por parte de las autoridades

Por el lapso de 11 meses los TDR estuvieron en proceso de revisión por parte de CONAMA. En dicho lapso, la autoridad solicitó aclaraciones y negoció los contenidos y el alcance de éstos con el proponente.

5.5 Inclusión de observaciones a los TDR

En esta etapa el consultor incorporó cada una de las observaciones realizadas por la CONAMA.

Los TDR fueron presentados nuevamente para su aprobación con fecha 17 de agosto de 1995.

5.6 Tramitación y Aprobación final de los TDR

Los TDR fueron aprobados por CONAMA con fecha 30 de noviembre de 1995. A partir de esa fecha, se comenzó el proceso formal para la aprobación del EIA del proyecto en cuestión.

5.7 Inicio y desarrollo del Estudio de Impacto Ambiental (EIA)

En base a los TDR aprobados por CONAMA se desarrolló el EIA.

A continuación se presentan de forma general, los contenidos del EIA elaborado.

5.7.1 Definición de la Línea Base

Debido a las distintas características que presentaba el proyecto, el área de influencia se dividió en tres áreas, a saber:

- * Zona costera: Sector de Punta Patache, incluye el área de emplazamiento del Puerto, la Central y el Vertedero de Cenizas y Escorias.
- * Zona intermedia: Correspondía al desierto de interior, incluye la mayor parte del trazado de la línea de transmisión.
- * Zona alta: Correspondía a la parte final del trazado de la línea de transmisión y al sector de Collahuasi.

El estudio de la línea base consideró la definición de los siguientes componentes ambientales:

- a) Medio Ambiente Físico
 - ⊗ Clima y Meteorología
 - ⊗ Calidad de Aire
 - ⊗ Ruido
 - ⊗ Geología y Geomorfología
 - ⊗ Suelos
 - ⊗ Hidrología y Calidad de Aguas
 - ⊗ Areas de Riesgo
 - ⊗ Paisaje y Estética
- b) Medio Ambiente Biológico
 - ⊗ Vegetación
 - ⊗ Flora
 - ⊗ Fauna
- c) Medio Ambiente Marino
 - ⊗ Oceanografía Física y Química

⊗ Flora y Fauna Marina (Intermareal y Submareal)

d) Medio Ambiente Socioeconómico, Humano y Cultural

- ⊗ Empleo
- ⊗ Niveles de Ingreso
- ⊗ Vivienda
- ⊗ Comercio Local
- ⊗ Servicios Públicos
- ⊗ Caminos y Carreteras
- ⊗ Aceptabilidad Social
- ⊗ Recursos Arqueológicos

5.7.2 Descripción de principales impactos ambientales

Estos se encuentran relacionados directamente con aquellos antecedentes ya presentados en el punto 4 del presente informe. Por ello, no se hará una revisión de ellos.

5.7.3 Evaluación de Impacto Ambiental

Mediante un análisis de las acciones y obras que comprende el proyecto (descripción del proyecto) y de las condiciones que presenta su área de influencia (línea base), se identificaron los impactos del mismo y se llevó a cabo una predicción y evaluación de ellos. Se identificaron y valoraron los impactos potenciales de cada etapa.

5.7.4 Desarrollo de planes de mitigación y manejo ambiental

El desarrollo del plan de medidas de mitigación respondió principalmente a la atenuación de los impactos más relevantes del proyecto, capaces de generar alteraciones sobre el medio ambiente que compone el área de influencia del proyecto. Entre las medidas más importantes consideradas se pueden destacar:

Debido a la riqueza de especies marinas en el área de Punta Patache, se limitará el acceso de personas y animales domésticos al sector, mediante la implementación de un cerco en toda la zona.

Las cenizas y escorias serán manejadas con un porcentaje de humedad tal, que se evite el levantamiento de polvos fugitivos en el área de localización de estas. Se mantendrán humedecidos todos los caminos de acceso al vertedero.

Los lodos generados por la planta de tratamiento de efluentes domésticos serán utilizados como mejoradores del suelo, en el sector de arborización que comprende el vertedero.

Prohibición total de descargar cualquier tipo de desecho sólido, líquido y gaseoso, domésticos o industrial o de otro origen, en los terrenos tanto de CELTA, S.A. como de terceros, por parte de cualquier persona natural o jurídica (contratista, subcontratista, etc).

Para el área de manejo de carbón en el puerto, se construirá un muro alrededor de la cancha de acopio, con el fin de evitar la dispersión de polvo fugitivo hacia el exterior.

Se promoverá la contratación de mano de obra local, de manera de aumentar el nivel de empleo en la localidad.

Se rescatara todo el material arqueológico encontrado en el área, para ser entregado con un informe detallado al Museo Regional de Iquique.

Se pintaran las estructuras de la Central y de la Línea de Transmisión, de manera que no contrasten negativamente con los patrones del paisaje del área...

No se despejara de vegetación la franja de seguridad, ya que las características fisonómicas de las formaciones herbáceas y arbustivas presentes (baja cobertura y altura) no provocan ningún tipo de riesgo a la línea de transmisión.

Por su parte, el programa de seguimiento estuvo enfocado principalmente a:

Verificar el comportamiento de las variables ambientales producto de la puesta en marcha del Proyecto y compararlas con la información de línea base obtenida.

Verificar las medidas de mitigación propuestas para aquellos impactos que fueron calificados como negativos en la Evaluación del Impacto Ambiental.

Entre las variables a seguir se establecieron las siguientes:

Monitoreo de calidad aire para comprobar (calibrar el modelo) los resultados obtenidos a partir de la modelación de contaminantes. Para ello, se medirá, los siguientes parámetros: SO₂, NO_x, PTS, PM-10 y su correspondiente caracterización química.

Monitoreo de fauna en el sector de Punta Patache, específicamente para las poblaciones de lobo fino austral y nutria de mar.

Monitoreo permanente de las cenizas y escorias, de manera de obtener la caracterización físico-química de estas.

Monitoreo continuo de cloro, sólidos disueltos y suspendidos, hidrocarburos y pH, temperatura de las aguas de enfriamiento antes de ser evacuadas y/o descargadas.

Monitoreo continuo de cloro, sólidos disueltos y suspendidos, hidrocarburos y pH, temperatura en las aguas de mar (superficie y fondo).

Monitoreo continuo de la comunidad intermareal del litoral rocoso anexo a las descargas de las aguas de enfriamiento, considerando la composición, abundancia y diversidad de especies.

5.8 Presentación del Informe final del EIA a las autoridades

El proyecto ingresó para la calificación de la CONAMA con fecha 9 de enero de 1996. A contar de dicha fecha, CONAMA cuenta con 120 días para su calificación.

5.9 Revisión del EIA por parte de las autoridades

CONAMA paralizó el proceso de calificación del EIA con fecha 20 de enero de 1996. Esta solicitó aclaraciones de algunos puntos del EIA para continuar con el proceso. La gestión de INGENDESA en esta etapa fue efectuar un control de calidad de las respuestas preparadas por Dames & Moore.

5.10 Inclusión de observaciones al EIA

El proponente del proyecto, entregó un consolidado de respuestas aclaratorias a CONAMA con fecha 18 de marzo de 1996. A partir de dicha fecha, el plazo para la calificación del estudio comenzó nuevamente a correr (120 días a partir de la presentación del EIA para aprobación).

5.11 Tramitación y aprobación final del EIA

El día viernes 14 de junio se entregó el proyecto en su versión final corregida, para su calificación final por parte de CONAMA. Se espera que la aprobación final del EIA sea a mediados del mes de agosto del presente año.

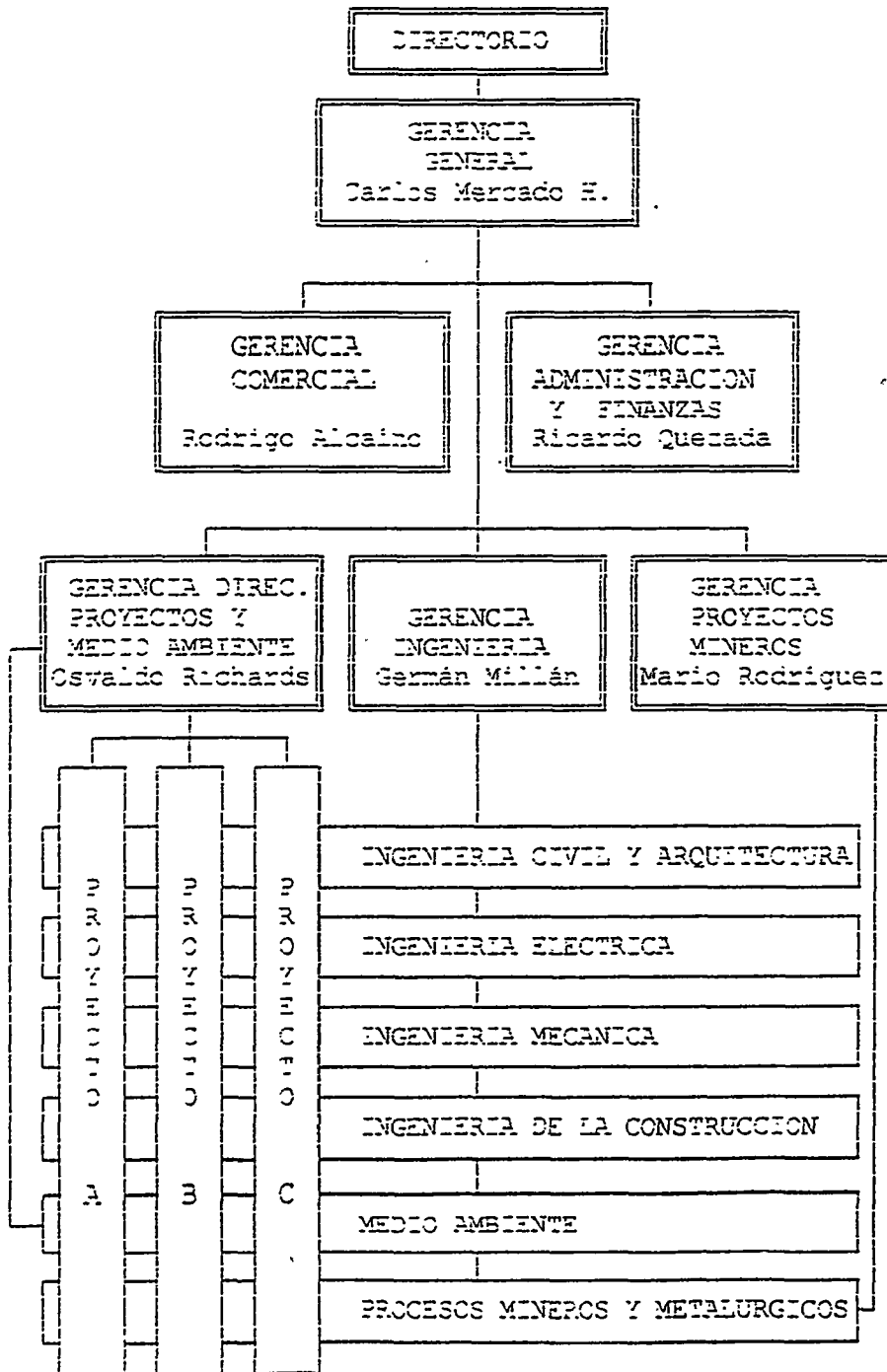
5.12 Información a la comunidad y participación ciudadana

Como parte del estudio y en cumplimiento de los Artículos 26 al 31, del párrafo 3, Título II de la Ley 19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente, y al Artículo 56 letras a) hasta h), del párrafo 1°, Título V "De la Participación de la Comunidad en el Proceso de Evaluación de Impacto" del Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (actualmente en Contraloría para Toma de Razón), CELTA S.A. desarrolló una serie de actividades relacionada con la participación ciudadana, entre las cuales se pueden destacar:

- * Presentación del EIA en asamblea ciudadana, para conocimiento y observaciones

- * Publicación del extracto del EIA del Proyecto en los diarios regionales y locales, para conocimiento de la ciudadanía y comentarios de ésta.
- * Disposición para consulta del EIA del proyecto en las oficinas de la Municipalidad y Gobernación Local.

ORGANIGRAMA OPERACIONAL



La Demanda en el SING crecerá fuertemente debido a los nuevos proyectos mineros identificados actualmente

Proyección de Consumos de Energía y Demanda en el SING

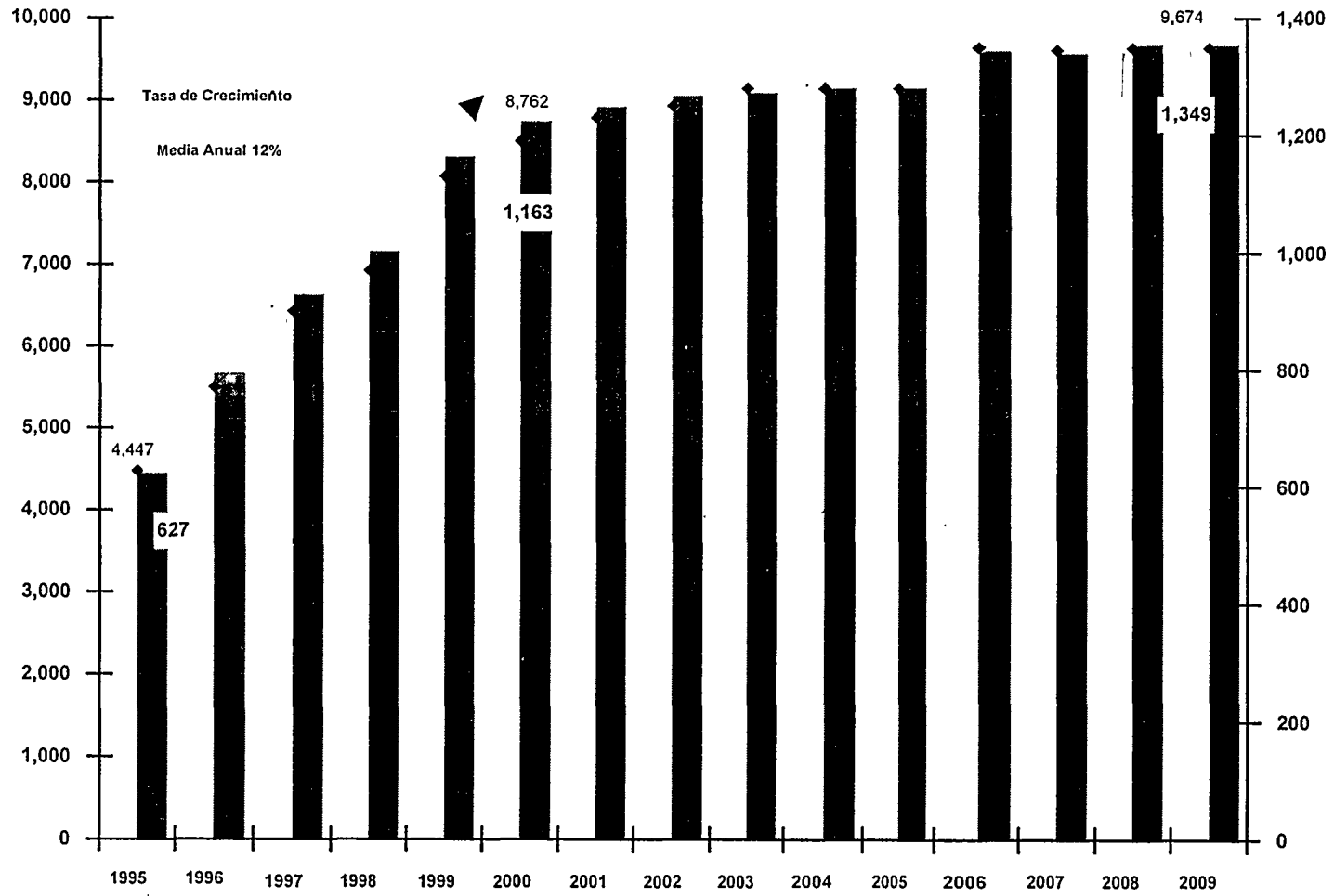


Diagrama de demandas e instalaciones del SING

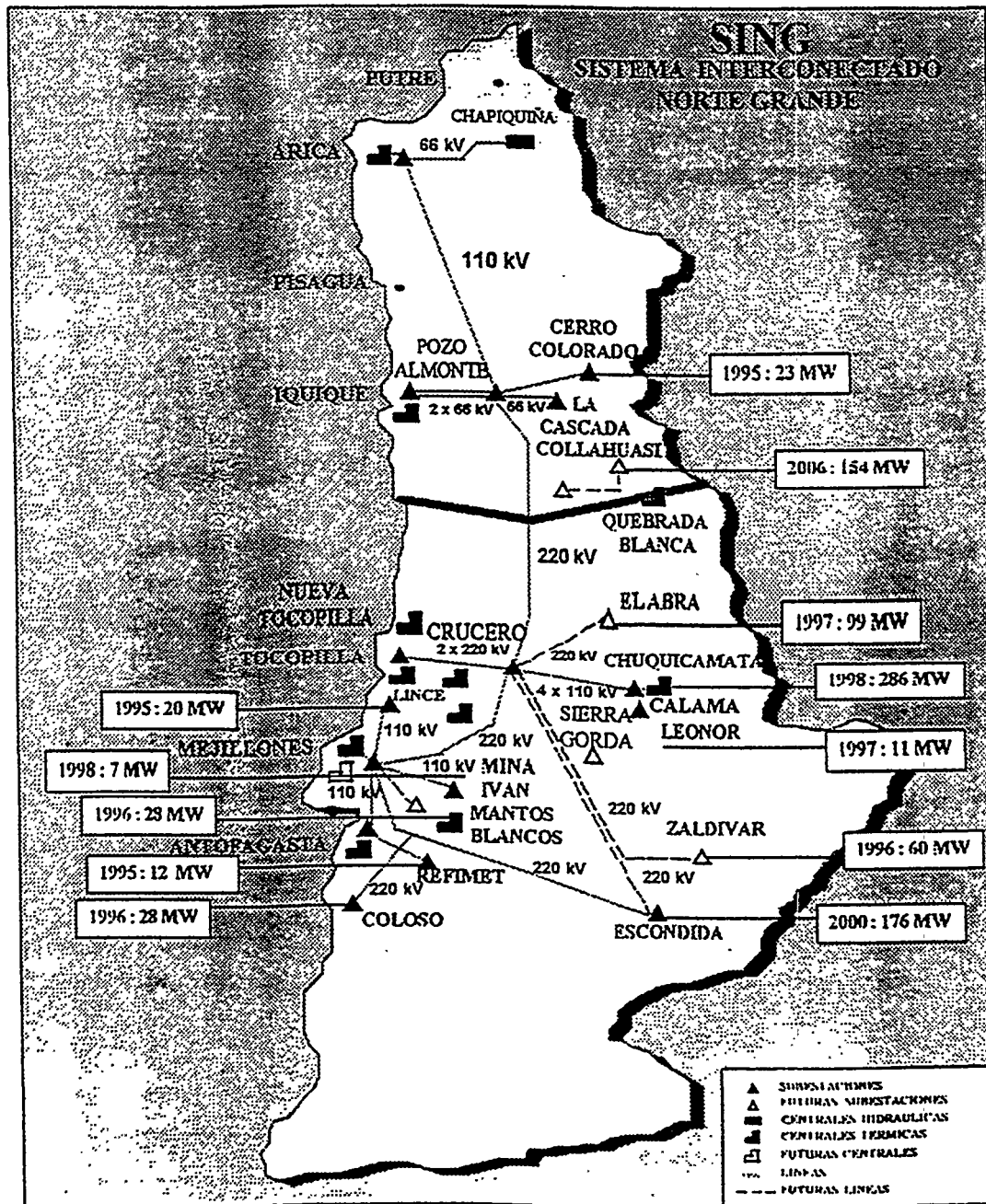
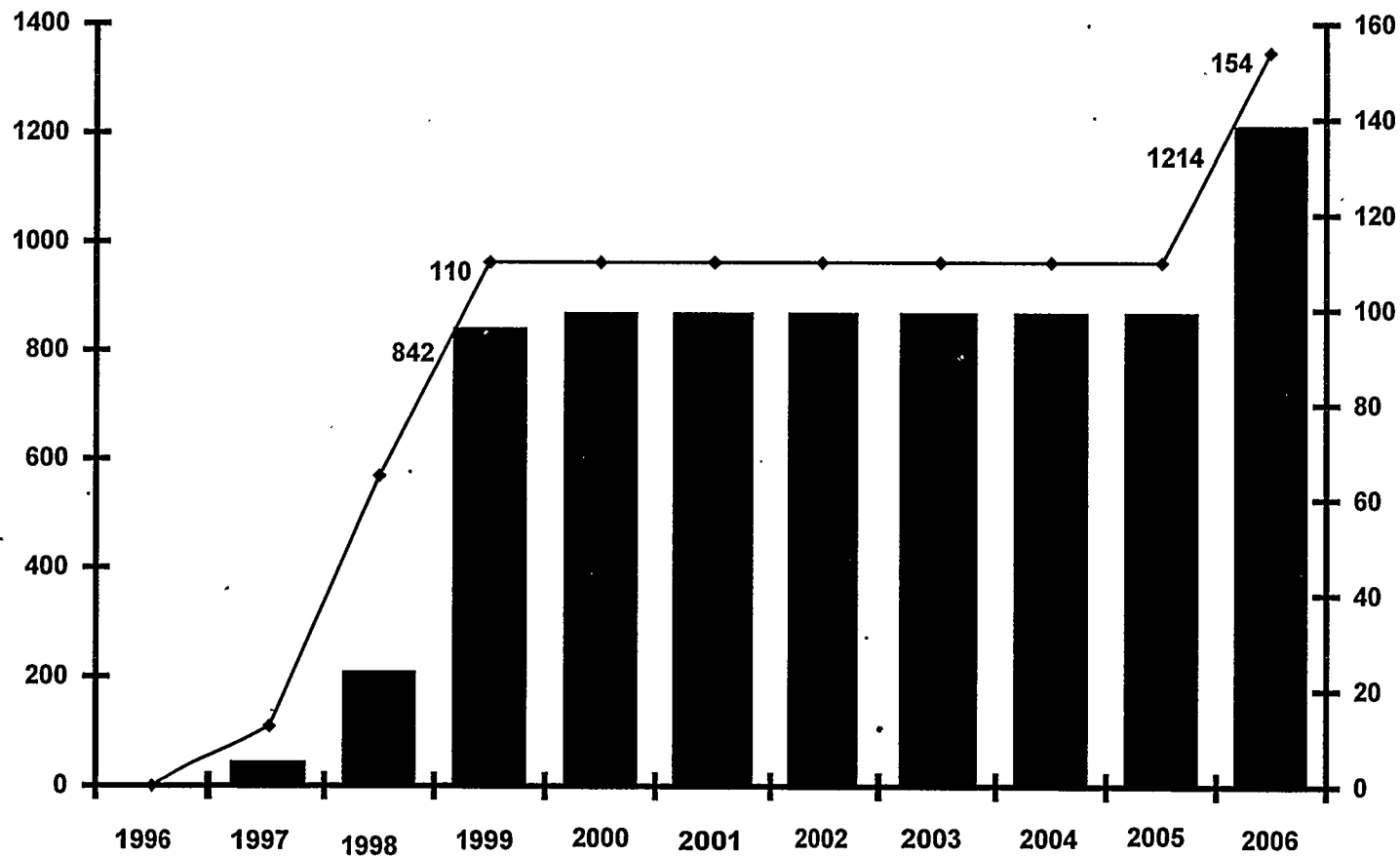


FIGURA N° 3

Proyección de demanda eléctrica de Collahuasi

Consumos de Energía y Demandas de Collahuasi



Central Punta Patache sería la primera planta generadora de importancia que se ubicaría en la Primera Región

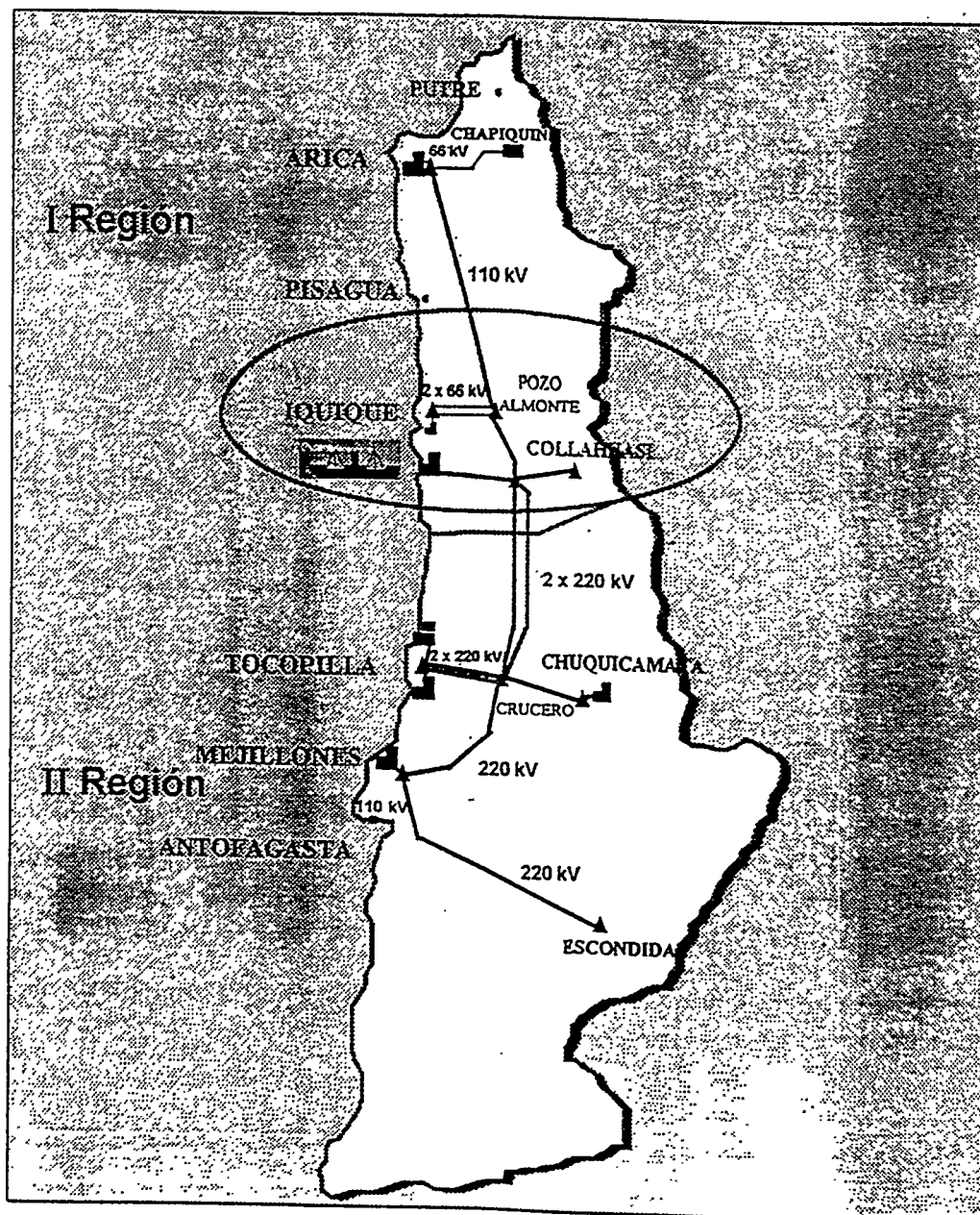


FIGURA Nº 5

EL SISTEMA DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICO EN PANAMÁ: CONTAMINACIÓN ATMOSFÉRICA, ASPECTOS GENERALES Y LEGALES

Milciades A. Concepción L.
Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación
República de Panamá

RECEIVED
APR 15 1999
OSTI

I. ANTECEDENTES

En la década del 70, el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) inició un programa de expansión del sistema de generación, orientado al reemplazo de un sistema básicamente térmico, hacia otro con un alto componente hidráulico.

Actualmente, el parque térmico es administrado por cuatro **Gerencias Regionales** y un conjunto de **Sistemas Regionales** que comprenden las plantas térmicas de menor capacidad destinadas a suplir de energía a las áreas marginadas del país, cuyas poblaciones oscilan entre 182 (Saboga) a 1619 (La Palma) habitantes.

En la Gerencia Panamá, opera la Central de San Francisco y la Subestación Panamá. La Planta de San Francisco tiene una unidad con caldera de vapor marca Babcock-Wilcox con un generador Elliott, con capacidad nominal de 10 MW. Cuatro motores marca Pielstick, con capacidad unitaria de 7.05 MW están fuera de servicio por reparación. La Subestación Panamá, tiene dos unidades de gas marca Hitachi, con una capacidad nominal de generación de 21.4 MW cada una.

La **Gerencia de Colón** consta de 26 unidades (cuatro unidades de vapor, dos de gas y 20 unidades Caterpillar), para un total de capacidad instalada de 233 MW. También depende de esta gerencia, la unidad de gas instalada en Monte Esperanza (Prov. de Colón), con una capacidad instalada de 20.5 MW para sumar un total de 253.5 MW.

En la **Gerencia Herrera - Los Santos**, dispone de siete unidades de generación térmica, todas son motores Diesel, de las cuales 5 son marca General Motor, con capacidad nominal de 2.5 MW cada una de las restantes son de marca Niigata con capacidad nominal de 2MW cada una.

En la **Gerencia Panamá-Occidente** donde inicialmente existían en la planta cuatro unidades Niigata, dos están fuera de servicio y las otras se encuentran actualmente en reparación. Además de las anteriores, existen cinco unidades General Motor de diferentes capacidades. Tres de ellas tienen una capacidad de 2.5 MW y las otras son

capaces de generar 1MW.

El conjunto de Sistemas Regionales (conocidos como Aislados), cuenta básicamente con unidades ONAN y Caterpillar que generan en promedio entre 1 y 1.5 MW respectivamente.

Del total de la capacidad instalada, aproximadamente el 39.5% es térmica y el 60.5% es hidroeléctrica. Hasta el 31 de diciembre de 1995, la capacidad instalada de generación térmica existente en Panamá ascendió a 369.8 MW, de los cuales 359.6 MW (representan el 97.25% de aporte de las Gerencias Regionales y el 2.75% es la contribución de los Sistemas Regionales que tiene una capacidad de 10.16 MW).

Para abordar la temática de la contaminación atmosférica en Panamá, tenemos que remontarnos al año 1993, cuando nuestra Institución hace uso de los servicios de consultoría para realizar un Diagnóstico de Impacto Ambiental de las Centrales Térmicas a nivel nacional, principalmente de las que pertenecen a las cuatro gerencias regionales, antes mencionadas. Paralelamente a esta actividad, se elaboró un Manual de Normas de Impacto Ambiental para Centrales Térmicas, Hidráulicas, líneas de Transmisión y Distribución del IRHE.

A finales del año 1993 también se creó la Unidad Ambiental del IRHE para enfrentar los desafíos en materia ambiental y la cual estaba encargada fundamentalmente de coordinar los Estudios de Impacto Ambiental de todos los proyectos de la Institución. En 1994 se crea la Gerencia Nacional de Medio Ambiente, con el objetivo incorporar la variable ambiental en todas las obras de generación eléctrica actuales y futuras. Posteriormente, en 1995 se establece la ley No. 6 del 9 de febrero de 1995, la cual mediante resolución de gabinete No. 317 de 2 de octubre de 1995 se expone todo lo relacionado a la Protección y Conservación del Medio Ambiente en el sector de la industria eléctrica.

Es a partir de allí, que todos los proyectos existentes y futuros, deberán contemplar la variable ambiental a fin de armonizar la generación eléctrica con su entorno.

Hasta la fecha se han realizado algunos Estudios de Impacto Ambiental y se lleva a cabo un Programa de Monitoreo en todas las centrales térmicas del IRHE con miras a Evaluar, Controlar, Prevenir, Corregir y Mitigar los Impactos Ambientales de los proyectos y los procesos de producción energética.

El presente informe comprende un inventario térmico a nivel nacional de las centrales eléctricas de mayor capacidad, donde se hace una breve descripción general del sistema de generación y de las condiciones ambientales del mismo. Además se incluyen los

aspectos ligados a la contaminación atmosférica, las disposiciones legales que regulan la contaminación y las medidas tendientes a la situación actual.

II Emisiones de Contaminantes Atmosféricos

A. Característica del combustible

Para las unidades térmicas se utiliza el Bunker C, Diesel Oil y Diesel Marino. Estos productos derivados del petróleo, son suministrados en totalidad por la Refinería Panamá, que es propiedad de la Texaco Ltd.

A continuación, presentamos una tabla del tipo de combustible que se consume en las principales térmicas.

Cuadro No. 1

Tipo de Planta	Central	Unidad	Combustible
Unidad de Vapor	Bahía Las Minas	1	Bunker C
		2	Bunker C
		3	Bunker C
		4	Bunker C
	San Francisco	3	Bunker C
Unidad de Gas	Bahía Las Minas	J.B. (5)	Diesel Marino
		J.B. (6)	Diesel Marino
		M.E. (7)	Diesel Marino
	Sub Estación Pmá	1	Diesel
2		Diesel	
Motor Diesel	Chitré	1	Diesel
		2	Diesel
	Capira	6	Diesel
		8	Diesel
		8	Diesel
		8	Diesel
	Bahía Las Minas	20	Diesel

Las características generales de los combustibles empleados en nuestras centrales térmicas, son las siguientes:

Cuadro No. 2

Parámetro	Bunker C		Diesel Liviano		Diesel Marino	
	Valor Medio	Valor Máx.	Valor Medio	Valor Máx.	Valor Medio	Valor Máx.
Densidad API	16	12	41	29.3	33	26
Gravedad Esp.	0.959	0.986	0.82	0.88	0.86	0.91
% Agua		1		0.1		0.1
% Azufre		2.85		0.8		1.5
% Cenizas		0.1		0.005		0.005
BTU/lb	18450	18850	19420	19750	19900	19520
Kilocal/kg	10220	10450	10760	10940	10660	10850
Plomo (ppm)		2		1		1
Vanadio (ppm)		300		0.5		0.5
Densidad relativa (lb/gal)	8.1		7.25	1	7.1	
Sodio & Potasio (ppm)		40				1

En todas las plantas, se ha realizado evaluación teórica de la emisión en base al consumo y características del combustible. Posteriormente, se han realizado mediciones in situ sobre los contaminantes: partículas, CO₂, NO_x (óxidos de nitrógeno), SO_x óxidos de azufre), H₂S (sulfuro de hidrógeno), impacto sonoro y otros parámetros climatológicos (las condiciones existentes de cada región, se determinaron en base a los datos climáticos proporcionados por nuestro Departamento de Hidrometeorología y la Meteorological and Hydrographic Branch de la Comisión del Canal de Panamá).

B. Emisión de contaminantes

Los resultados de las emisiones teóricas de las plantas mayores, basados en el modelo de Pasquill y Gifford son los siguientes:

Cuadro No. 3

Planta Térmica	Emisión de Contaminantes (microgramos/metro cúbico-seg)		
	Partículas	SO ₂	NO _x
Bahía Las Minas	35.63	792.55	214.32
San Francisco	3.53	65.81	15.43
SubEstación Panamá	0.92	51.4	9.08
Capira	0.197	11.05	1.97
Chitra	0.113	6.33	1.06
Totales	40.39	927.14	241.86

Cuadro No. 4
Emisiones de Contaminantes Patio Térmico
(Valores diarios y anuales)

Cantidad por:	Contaminantes		
	Partículas	SO ₂	NO _x
microgramos/metro cúbicos-segundo	40.4	927.1	241.9
gramos/metro cúbico-hora	0.14	3.34	0.87
gramos/metro cúbico-día	3.36	80.16	20.88
cúbico-año	1226.4	29258.4	7621.2

III. Medidas de mitigación y legislación sobre control ambiental.

A. Medidas de mitigación

Estas medidas de mitigación están en relación con la promulgación de las normas de calidad de aire, normas de emisión y la altura de la chimenea.

Entre las medidas de mitigación que se han implementado, en nuestras centrales térmicas, encontramos las siguientes:

1. Mejora en la eficiencia de las máquinas de combustión, lo que se traduce en una reducción en la emisión de partículas de hollín.
2. Lograr un acuerdo con la Refinería Panamá sobre los límites máximo de azufre y vanadio en el combustible que es utilizado en nuestras Centrales Térmicas.
3. Implementar el uso de barreras naturales, que disminuyan el impacto sonoro proveniente de la operación de nuestras centrales térmicas.
4. Rediseñar las dimensiones de nuestras chimeneas, con la incorporación de filtros y mallas que permitan disminuir la emisión de partículas y gases. Ello, se está llevando a cabo en los proyectos de rehabilitación actuales y futuros.

B. Legislación ambiental

La Constitución Nacional de la República de Panamá en su Capítulo 7, sobre el régimen ecológico establece que:

"Es deber del Estado garantizar que la población viva en un ambiente sano y libre de contaminación en donde el aire, agua y los alimentos satisfagan los requerimientos del desarrollo adecuado de la vida humana; que se prevenga la contaminación del ambiente, así como de reglamentar, fiscalizar y aplicar las medidas necesarias para garantizar lo establecido en la Carta Magna."

Posterior a la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Medio Ambiente y Desarrollo, realizada en 1992, Río de Janeiro, Brasil, se elaboraron estrategias para detener e invertir los efectos de la degradación del Medio Ambiente.

Nuestra legislación, que se refiere a la industria de electricidad, establece desde sus inicios las disposiciones y normas relacionadas con la protección y seguridad de la vida de las personas (Decreto ley No. 31 de 27 de septiembre de 1958), las cuales fueron variando con el transcurso de los tiempos por el avance en las investigaciones científicas y tecnológicas. Además, por la creciente toma de conciencia de los seres humanos por preservar y conservar su medio ambiente en virtud del acelerado deterioro que sufre el mismo en los últimos años.

Por las razones expuestas anteriormente, el Decreto no. 535 del 11 de mayo de 1969, por el cual se reglamenta el Decreto Ley No. 31 del 27 de septiembre de 1958, se estipula que se debe resguardar al personal de trabajadores y al público contra los peligros que amenacen su salud y vida.

Al crearse el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) mediante el Decreto de Gabinete No. 235 de 30 de julio de 1969, surge el compromiso de resguardar la salud y vida de los seres humanos, al establecerse en el mismo que se debe contribuir a la conservación, desarrollo y aprovechamiento de los recursos hidráulicos en todo el territorio de la República.

En el caso de nuestro país y específicamente nuestra empresa eléctrica se modifica el Decreto 235 del 30 de julio de 1969. mediante la Ley No. 6 de 9 de febrero de 1995, el cual estipula que sólo se construirán aquellos proyectos de energía eléctrica que no contaminan el medio ambiente, que las concesiones, permisos y licencia deberán otorgarse de acuerdo con las normas que de carácter técnico, legal y ambiental, sean establecida en la reglamentación que, para tal efecto, emitirá el Instituto, previa aprobación del Consejo del Gabinete.

El Instituto estará en la obligación de desarrollar acciones permanentes de investigación y actualización tecnológica, con el fin de crear nuevas opciones de control de los contaminantes y proyectos de energía eléctrica que no contaminen el medio ambiente.

Tal como lo expresa la Ley No. 6 de febrero de 1995, en su artículo 2, literal "m" se estableció la Reglamentación correspondiente, mediante la Resolución de Gabinete No. 317 de 2 de Octubre de 1995 y la cual trata en el Título III, capítulos I, II y III, en el Título VII, capítulos I, II, III y IV así como en el Título I, Capítulo I, todo lo relacionado sobre el Impacto y Conservación del Medio Ambiente, las Inspecciones Ambientales, el Programa de Restauración Ambiental y los Procedimientos ambientales de Aplicación General.

Título III.-

Concesiones, licencias y permisos para la generación de energía eléctrica.

Capítulo 1. Concesiones para la generación y otro tipo de contratos para la compra de energía eléctrica por el Instituto o para el servicio público de electricidad.

Artículo 11 Presentar un estudio de impacto ambiental.

Artículo 14 El Instituto condiciona la concesión al estudio de impacto ambiental.

Artículo 25 Toda instalación de generación deberá cumplir con las normas de seguridad y protección ambiental vigentes.

Artículo 26 El Instituto dará un certificado de operación cuando la instalación cumpla con las normas de seguridad y protección ambiental vigentes.

Artículo 27 El incumplimiento de las normas de seguridad y ambientales, da lugar a la suspensión o cancelación de la concesión.

Capítulo II.

Licencias para la generación de electricidad para la venta a grandes consumidores (Artículos 38, 39 y 40).

Capítulo III.

Permiso para la generación de energía eléctrica para autoconsumo. (Artículos 46, 50, 51 y 52)

Título V.

Construcción y operación de sistemas de transmisión y distribución por generadores privados (Artículo 62).

Título VII.

Impacto y conservación del medio ambiente.

Capítulo I.

Estudio de impacto ambiental (Artículos del 74 al 86)

Capítulo II.

Inspecciones ambientales (Artículos del 87 al 95).

Capítulo III.

Programa de restauración ambiental (Artículos del 96 al 99).

Capítulo IV.

Procedimientos ambientales de aplicación general (Artículos del 100 al 104)

El Artículo 102 faculta al Instituto a no otorgar concesiones, licencias y permisos para instalaciones eléctricas que a su juicio pongan en peligro los recursos naturales, la salud de los habitantes, o el patrimonio histórico y cultural de la nación.

Título VII

Inspección y control.

Artículo 107, en forma textual dice: "el Instituto ejercerá, especialmente, la inspección y control de las obras e instalaciones... Así como el cumplimiento de las normas para la protección del ambiente".

Cabe mencionar que en la Legislación Nacional se expone sobre la protección y conservación del medio ambiente, así como el salvaguardar la salud de los habitantes de la República, pero hasta la fecha no se cuenta con valores límites para elementos sustancias, compuestos y material particulado que garanticen la calidad del aire.

En un esfuerzo por establecer valores límites en el aire de ciertos contaminantes emitidos por las Centrales Térmicas, el IRHE contrató un consultor en el año de 1993, quien luego de analizar el plantel térmico estableció los siguientes valores:

Cuadro No. 5

CONTAMINANTE	CONDICION	LIMITE PROPUESTO
MATERIAL PARTICULADO	Medida Anual	90 ug/m ₃
	Máximo en 24 Horas	360 ug/m ₃
DIOXIDO DE AZUFRE	Medida Anual	120 ug/m ₃
	Máximo en 24 Horas	400 ug/m ₃
OXIDOS DE NITROGENO	Máximo en 24 Horas	100 ug/m ₃

El dictar y mantener las medidas sobre la Calidad del Aire son potestad legal del Ministerio de Salud en base al Código Sanitario y al Decreto No. 150 de febrero de 1970.

Nuestra Institución consciente de su papel en materia de mejorar la Calidad Ambiental en este caso la del Aire, está proponiendo la adopción de los valores expresados en el Cuadro anterior, como concentraciones límites para el aire que encontramos dentro y en el entorno de nuestras plantas Térmicas de Generación, pero le corresponderá al Ministerio de Salud establecer las concentraciones límites para la Calidad del Aire en la República de Panamá.

ANÁLISIS ESTADÍSTICO DEL VIENTO ALREDEDOR DE UNA CENTRAL NUCLEOELÉCTRICA.

A. Tejeda*, O. Alvarez*, A.D. Contreras* y E. Jáuregui**
Universidad Veracruzana
México

Resumen

Con el objeto de mostrar una metodología apropiada en el análisis climático del viento, se presentan algunos resultados recientes en la investigación del campo de flujo en los alrededores de la central nucleoeléctrica de Laguna Verde, Veracruz (México), a través de los coeficientes de correlación angulares y de tablas de contingencia entre las direcciones del viento registradas por una torre meteorológica en los niveles de 10 y 60 metros de altura. Finalmente, aplicando análisis objetivo de los datos, se obtienen algunas conclusiones sobre la conexión de los vientos locales con los sistemas de mesoescala.

Abstract

In order to show an appropriate method for wind analysis, some results in the research of the field of winds above the Laguna Verde Nuclear Power Station - wich is located on a coastal site in the mexican state of Veracruz - are presented, showing the angular correlation coeficient behavior on an anual cycle calculated between the levels of 10 and 60 meters of heigth on a meteorological tower near the nuclear facility. Finaly, some conclusions about the conection of the local wind fluxes with the mesoscale systems are also given.

RECEIVED

APR 15 1999

OSTI

1. ANTECEDENTES

La región de estudio se ubica en la zona centro-sur del Estado de Veracruz (México) y comprende a las estaciones climatológicas de Laguna Verde, Palma Sola, Mesa de Sombreros, Hornitos, Zempoala y Farallón. Su distribución se puede apreciar en el mapa de la figura 1, en la cual se observan las condiciones topográficas de la región. Es importante destacar que mientras Palma Sola, Laguna Verde y Farallón, son estaciones climatológicas muy próximas a la costa, con una altitud menor de 500 metros, Mesa de Sombreros, Hornitos y Zempoala están ubicadas tierra adentro, además de estar la primera en una parte más alta que los demás sitios. Asimismo podemos apreciar de las curvas de nivel topográfico que el sitio se encuentra localizado en la parte occidental de un terreno sumamente complejo y accidentado (figura 1), por lo que los estudios del viento a nivel de superficie a escala regional y local se caracterizan por poseer variadas configuraciones de las rosas de viento en sitios relativamente cercanos.

Pocos sitios del país han sido tan estudiados climatológicamente como el área de Laguna Verde. En 1970, dos años antes al inicio de la obra de edificación de la planta nuclear, se

elaboraron los primeros análisis de condiciones de viento y estabilidad vertical a partir de datos del puerto de Veracruz, situado aproximadamente a 75 kilómetros al sureste, o más localmente referidos al sitio conocido como Punta Limón., en la vecindad de donde actualmente se ubica la planta nuclear. Resalta de ese primer análisis el desarrollo de las bases de una climatología anual de la estabilidad vertical de la atmósfera, particularmente de las situaciones de inversión térmica o isoterma, según se reproduce en las Tablas 1 y 2.

La moda estadística de la rapidez de los vientos en Punta Limón, sin mostrar una clara dependencia con la estratificación vertical de la atmósfera, resultó ser de 5.0 a 8.0 m/s. Los máximos eventualmente rebasaron los 20 m/s, y las direcciones dominantes, tanto en Veracruz como en Punta Limón fueron del noroeste al noreste seguidas muy de cerca por las de suroeste a sureste.

Tabla 1 Frecuencias de inversiones térmicas en Veracruz en 1970

Altitud de la base (metros)	Diciembre Enero Febrero	Marzo Abril Mayo	Junio Julio Agosto	Septiembre Octubre Noviembre	Total Anual
0-100	1	4	8	11	24
100-620	10	32	9	6	57
620-1040	6	8	4	4	22
1040-1550	4	4	0	7	15
TOTALES	21	48	21	28	118

Tabla 2 Frecuencias de condiciones isotérmicas verticales en Veracruz en 1970

Altitud de la base (metros)	Diciembre Enero Febrero	Marzo Abril Mayo	Junio Julio Agosto	Septiembre Octubre Noviembre	Total Anual
0-100	16	42	46	45	149
100-620	2	5	18	11	36
620-1040	4	9	5	5	23
1040-1550	3	8	4	4	19
TOTALES	25	64	73	65	227

En 1971 Jáuregui et. al.ⁱⁱ presentaron una primera valoración de la variación diurna de la estabilidad estimada a partir de datos de viento y de radiación solar. En el año de 1976 se inició la operación de una torre meteorológica que mide viento a los niveles de 10, 40 y 60 m, lo cual ha permitido obtener rosas de viento promedio como la mostrada en la figura 2.

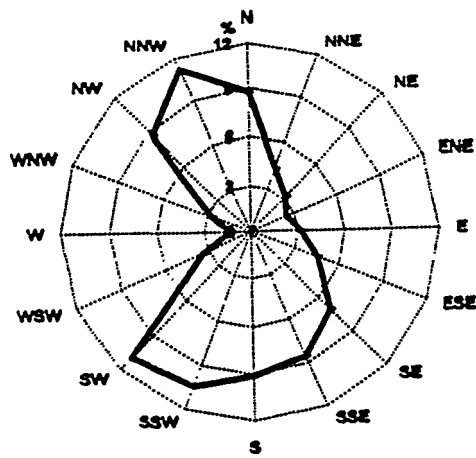
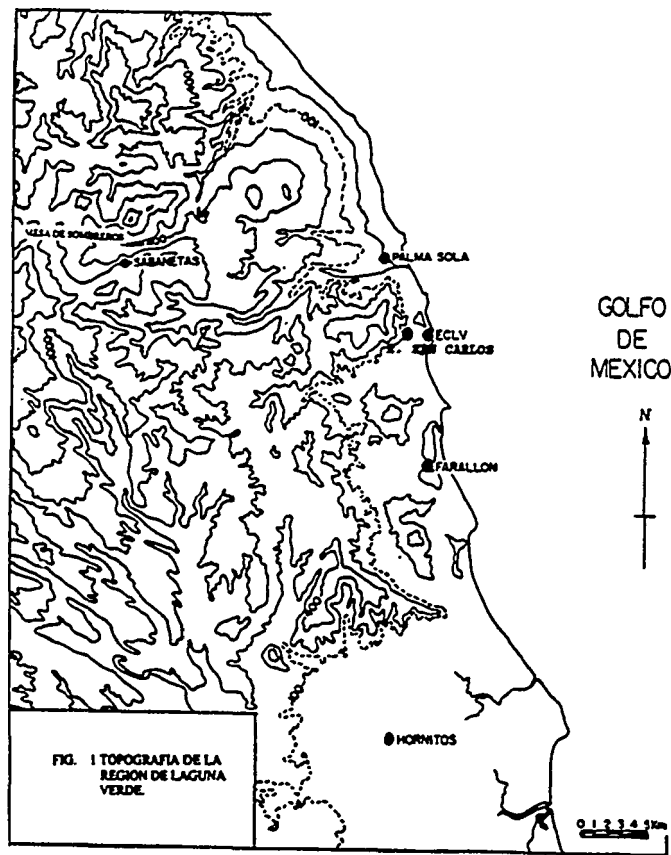


Fig. 2 ROSA DE VIENTOS EN LAGUNA VERDE (10 m DE ALTURA), 1979-1994.

A finales de los años setenta, en un documento internoⁱⁱⁱ se hizo una primera valoración de la climatología local a la luz de la climatología regional. Se anota que aún cuando las invasiones de aire polar (conocidas en la zona como *nortes*) pueden provocar vientos de 100 km/h, mientras que el desplazamiento del sistema frontal es de alrededor de 30 a 40 km/h sobre el Golfo de México y la planicie costera. Se establecen comparaciones de las temperaturas entre el agua del mar y del aire a 10m en promedios para las 8 de la mañana del año de 1975. Se dedujo que el contraste térmico varía entre 1°C y 3°C (mayor la temperatura del agua de mar en superficie). También se analiza en dicho documento la climatología de la estabilidad en Laguna Verde, a partir de los perfiles de temperatura en la torre de 60 m de altura para los años 1975 y 1976. En términos de las categorías de estabilidad se obtuvo que durante la *época seca* (noviembre-abril) la categoría de estabilidad dominante es la D (neutra, 58%), seguida de la ligeramente inestable C (6%), y ligeramente estable E (25%). Para la *época húmeda* los porcentajes más altos son para D (44%), E (21%) y C (5%). También se dan los siguientes resultados de horas de persistencia para ciertos sectores:

Tabla 3 horas de persistencia de algunos sectores para 1975 y 1976 en laguna verde.

SECTOR	NIVEL (ALTURA)	HS. DE PERSISTENCIA
NW	60	36
NW	10	27
NNW	60	34
NNW	10	27
NW a NNW	10 Y 60	96
WNW-NW-NNW	10 Y 60	138

Estos primeros trabajos corroboran lo que se había intuido a partir de análisis de datos del puerto de Veracruz, principalmente en cuanto al viento: la dominancia de los sectores noroeste a noreste seguido del suroeste a sureste, con baja ocurrencia de *oestes*. Un resumen de la climatología de difusión de la zona es el trabajo de Jáuregui et al. (1981)^{iv}, en donde se muestra que las estimaciones de la categoría de estabilidad por el método de Pasquill y a través de la desviación estándar de la dirección del viento son altamente coincidentes. Vale la pena resaltar que en otros sitios, como el Valle de México, por ejemplo, la coincidencia entre diferentes métodos de estimación de la categoría de estabilidad atmosférica vertical es menor al 50% de los casos.^v De ahí se desprende que en los modelos de difusión atmosférica de contaminantes que usan explícitamente la categoría de estabilidad, una fuente de error importante puede ser la categoría de estabilidad, cuando no son aplicables los llamados métodos alternos (que para estimar la estabilidad usan en vez de la variación térmica vertical datos de radiación solar o neta, cubierta nubosa o temperatura del suelo). Afortunadamente en la zona de Laguna Verde - como ya se dijo- desde 1981 se había corroborado la pertinencia del uso de varios procedimientos indirectos para definir la estabilidad. Con información más reciente se ha ratificado ese resultado^{vi}.

Para 1984 se publicó un fascículo^{vii} donde se ve que, en ausencia de un sistema de vientos de gran escala, la brisa marina es capaz de llegar a la ciudad de Xalapa, en el centro del estado de Veracruz aproximadamente a las 14 horas.

2. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DEL VIENTO LOCAL

Mediante el análisis de contingencias entre la dirección del viento en Laguna Verde a 10 m de altura contra las direcciones también a 10 m en Zempoala, Farallón, Mesa de Sombreros y Laguna Verde a 60 m, se pudieron elaborar las figuras 3 y 4 con datos horarios de uno a dos años (cada curva representa del orden de 1200 a 1800 casos). Ilustran la frecuencia relativa en que ocurren ciertos valores de las diferencias de dirección en Laguna Verde menos la dirección en el punto de interés.

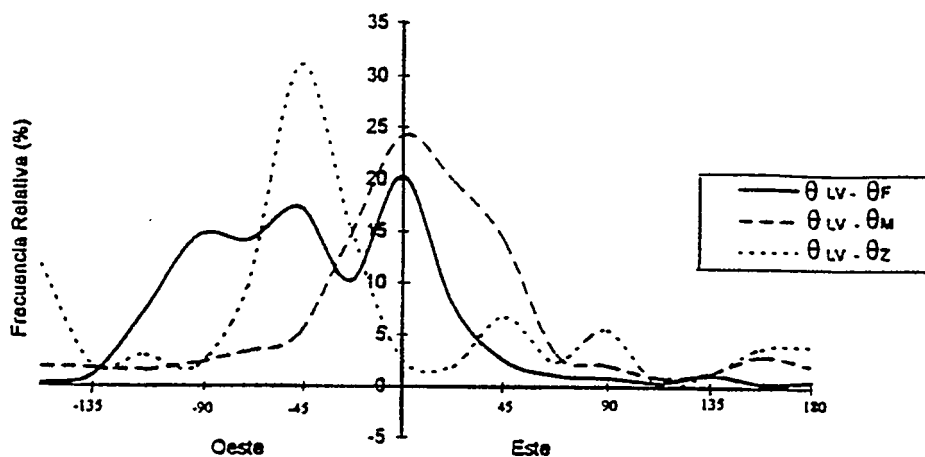


Fig. 3 Diferencia de la dirección del viento de Laguna Verde (θ_{LV}) con: Farallón (θ_F), Mesa de Sombreros (θ_M) y Zempoala (θ_Z) para el año de 1989.

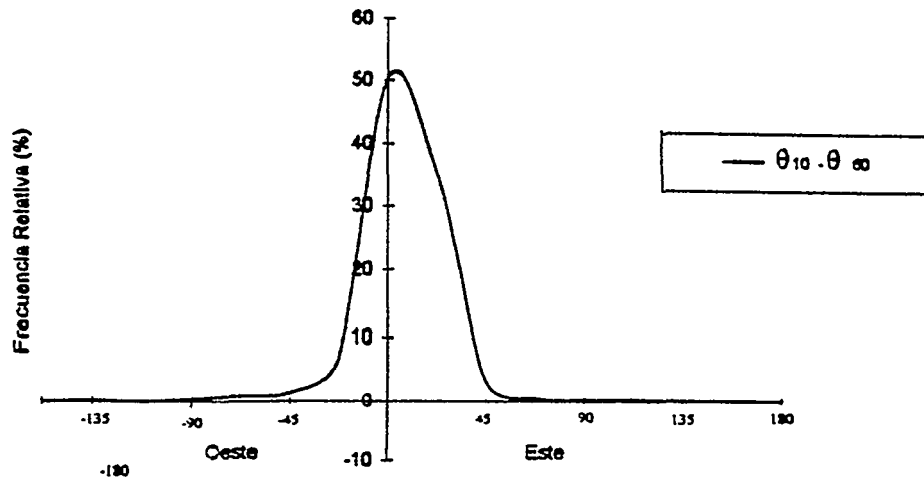


Fig. 4 Diferencia del viento de Laguna Verde entre 10 y 60 metros de altura (θ_{10} y θ_{60} respectivamente) para el periodo 1989-1990.

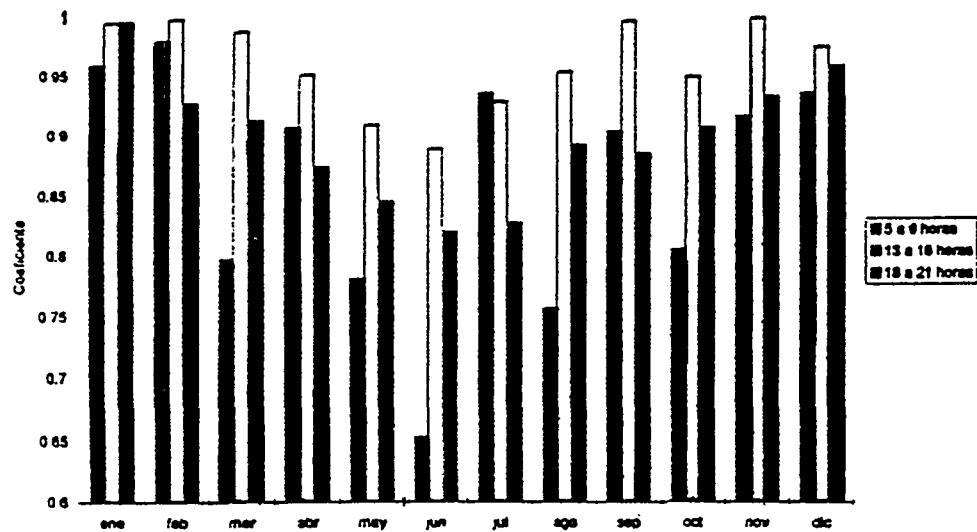


Fig. 5 Coeficientes de correlación angular del viento a 10 y 60 m. en Laguna Verde, Ver. durante 1989.

Los datos de Zempoala y Mesa de Sombreros se tomaron con un retraso de una hora respecto a Laguna Verde, pues se estima en una hora el tiempo de recorrido del flujo desde Laguna Verde a dichos puntos. Para el caso de Laguna Verde y Farallón no se hizo esta suposición debido a la cercanía de ambos sitios. El desplazamiento del máximo (y de toda la gráfica) hacia la izquierda se puede interpretar como una marcada tendencia hacia el oeste en la $\Delta\theta$ calculada (dirección LV - dirección Zempoala), siendo interpretada meteorológicamente como una probable continuidad y conexión de los flujos de viento observados entre ambos sitios, pero después de cierto giro constante del viento dominante.

Entre Laguna Verde y Mesa de Sombreros coinciden las direcciones del viento en un 24% (con el desfase de una hora ya mencionado). El resto de las frecuencias de desviaciones en la dirección del viento se reparte simétricamente respecto a 0° . Es importante resaltar el hecho de que en virtud de lo anterior y aunado a la escasa frecuencia de los vientos del sector este y sureste no se pueden extender a este sitio las hipótesis del modelo Gaussiano de dispersión.

Para el caso Laguna Verde - Farallón las frecuencias varían entre -90° y 22.5° teniendo la particularidad de ser multimodal con asimetría hacia las desviaciones del viento en Farallón en el sentido de las manecillas del reloj respecto a Laguna Verde. El hecho de que exista un mínimo local alrededor de -22.5° se puede deber a la presencia de una obstrucción en la trayectoria de los vientos, ya que este mínimo está rodeado de dos máximos locales (ver figura 1).

La figura 4 representa la diferencia $\Delta\theta$ entre las direcciones del viento a 60 y 10 metros de altura para Laguna Verde. La distribución mostrada es claramente unimodal, e indica que en más del 50% de los casos el viento a 60 m. está desviado 22.5° en el sentido de las manecillas del reloj respecto al de 10 m. de altura. El intervalo de variación de $\Delta\theta$ está comprendido entre -22.5° y 45° .

Utilizando información horaria de la dirección del viento en la estación climatológica de Laguna Verde, Jáuregui et. al.^{viii} procesaron estadísticamente dos años (1989 y 1990) de datos de dirección a 10 y 60 metros en tres periodos horarios: 5 a 9 horas, 13 a 16 horas y 19 a 21 horas, utilizando una metodología probada y difundida por Johnson y Wehrly^{ix} (Breaker et. al.^{xi} presentan una revisión sobre estas técnicas), que calcula el coeficiente de correlación angular mediante la fórmula:

$$r = \left\{ \frac{-c_2 + (c_2^2 - 4c_1c_3)^{1/2}}{2c_1} \right\}^{1/2} \quad (1)$$

Donde:

$$c_1 = (s_{12}^2 - s_{11}s_{22})(s_{34}^2 - s_{33}s_{44})$$

$$c_2 = -(s_{11}s_{23} - s_{12}s_{13})(s_{44}s_{23} - s_{24}s_{34}) - (s_{33}s_{24} - s_{23}s_{34})(s_{11}s_{24} - s_{12}s_{14})$$

$$- (s_{22}s_{13} - s_{12}s_{23})(s_{44}s_{13} - s_{14}s_{34}) - (s_{22}s_{14} - s_{12}s_{24})(s_{33}s_{14} - s_{13}s_{34})$$

$$C_3 = (S_{13}S_{24} - S_{14}S_{23})^2$$

Siendo s_{ij} = covarianza de la muestra X_i, X_j y donde $X_1 = \text{Cos } \theta, X_2 = \text{Sen } \theta,$
 $X_3 = \text{Cos } \phi, X_4 = \text{Sen } \phi$

La figura 4 presenta los resultados de este análisis. Se puede puntualizar lo siguiente:

- En el mes de enero ocurren las correlaciones estadísticas más altas entre las direcciones de los vientos a 10 y 60 metros. Durante este periodo de invierno la zona se ve afectada principalmente por los frentes fríos (nortes), estando el flujo local dominado por los fenómenos de mesoescala. Así lo demuestra por ejemplo el hecho de que el coeficiente de correlación entre las 13 y las 16 horas (cuando el fenómeno de la brisa tiene su máximo) no sobrepasa a los coeficientes calculados para los periodos matutino (5 a 9 horas) y nocturno (18 a 21 horas).

En términos generales, la tendencia del coeficiente de correlación entre las direcciones del viento a 10 y 60 metros muestra una disminución desde enero hasta julio en los tres periodos horarios considerados.

Dado lo alto de los coeficientes de correlación, resultaría aplicable en la práctica un procedimiento directo de estimación de la dirección inicial de emisión de una pluma de efluentes radioactivos, partiendo de los registros de viento a 10 metros observados en la estación climatológica que opera en el sitio.

- A excepción de los meses de febrero, abril y julio, la correlación entre las direcciones del viento es más baja en las primeras horas de la mañana.
- En todos los casos estudiados se verifica que la correlación de los vientos de la tarde es más acentuada que en otras horas del día.
- El error máximo en la estimación del viento a 60 metros a partir de la observación a 10 metros es de más o menos 62.5 grados, lo cual equivale a más o menos tres (de dieciséis) rumbos geográficos. El error mínimo es de más o menos medio grado.
- La correlación máxima ocurre en el mes de febrero y la mínima en junio.
- La correlación de los vientos en Laguna Verde es una función periódica perfecta de enero a abril con respecto a los vientos matutinos y nocturnos, pues sus valores se alternan entre mínimos y máximos durante dichos meses, ocurriendo una excepción en el bimestre mayo junio, donde se rompe temporalmente la periodicidad.

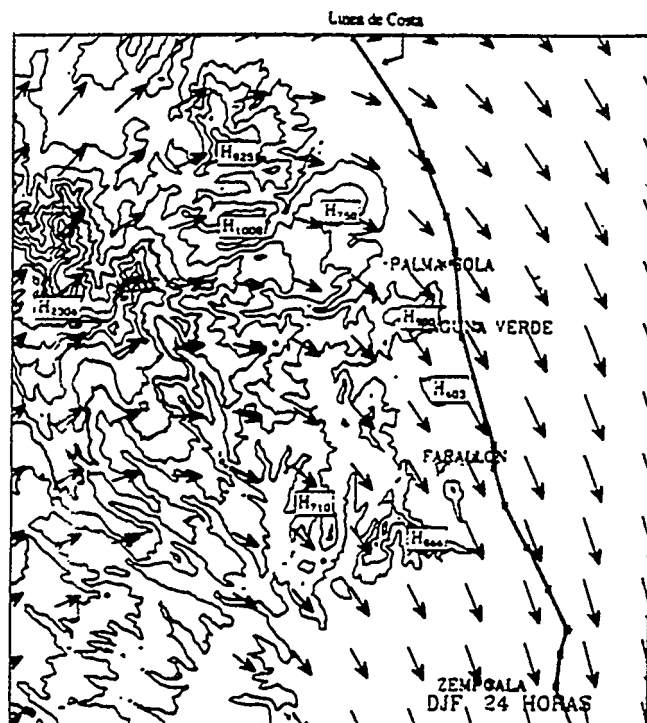


Fig. 6 Análisis del viento promedio en superficie a las 24 hrs promediado de los meses de enero, febrero y diciembre (DJF) de los años de 1989 y 1990 respectivamente. Los contornos indican la topografía en intervalos de cada 200 m y las etiquetas dentro de los pequeños cuadros denotan la altura de las montañas locales. En el pie de la figura aparecen (graficados) la mínima y máxima magnitud en m/seg del campo vectorial del viento. Los * indican la línea costera y x la localización de cada estación o para la PNLV.

3. INTERRELACIONES DEL VIENTO EN LA REGIÓN

Los fenómenos meteorológicos que tienen mayor incidencia y que por sus consecuencias son más impactantes en la región de Laguna Verde son las invasiones de aire polar (*los nortes*), los huracanes, los vientos alisios y las ondas tropicales. En su ausencia, la circulación local ocurre como se ilustrará a continuación, a partir de una simulación del campo climático del viento en superficie.

Durante el periodo diciembre-febrero en horas de la noche y de la mañana se observa que el flujo proviene de la montaña se dirige hacia el mar (al SE, brisa de tierra ó terral), siendo ligeramente más intenso a las 6 de la mañana (Fig. 6). A las 9 AM el flujo local tiene una componente generalmente hacia el sur (no se incluye el mapa). Durante el día estas circulaciones se invierten y el viento se dirige hacia la montaña (Figs. 7 y 8) siendo más intensas a medio día con vientos máximos promedios del orden de 5m/seg.

Durante los meses de marzo, abril y mayo, en las noches y mañanas igualmente se observa la brisa terral, con dirección hacia el NE. A las 9 AM ésta se dirige hacia el NW y en el día también se manifiesta la brisa marina siendo más intensa alrededor de las 15 horas. A las 21 horas el viento se dirige hacia el norte y sobre el mar todavía persiste una ligera brisa marina, y más tarde se manifiesta totalmente la brisa terral con dirección hacia el N y NE siendo más intenso a media noche.

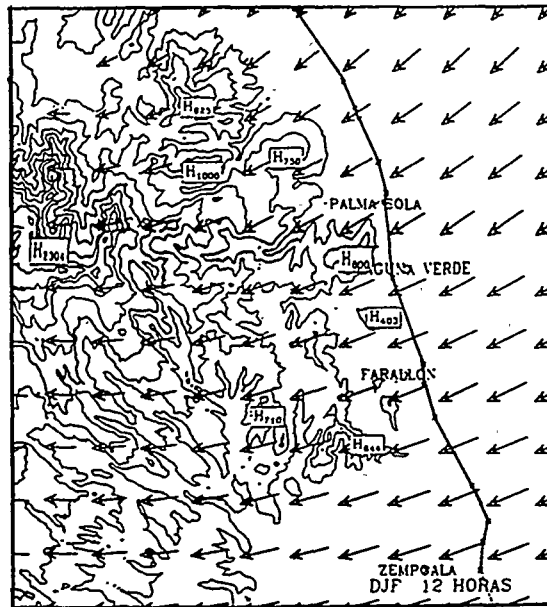


Fig 7 Análisis del viento promedio en superficie a las 12 hrs promediado de los meses de enero, febrero y diciembre (DJF) de los años de 1989 y 1990 respectivamente.

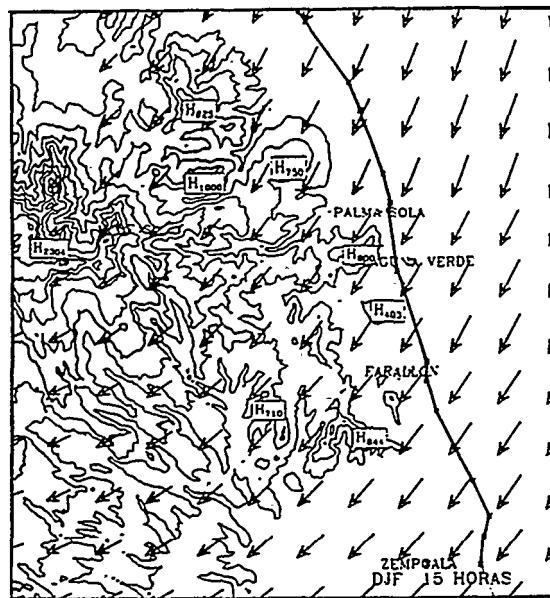


Fig. 8 Análisis del viento promedio en superficie a las 15 hrs promediado de los meses de enero, febrero y diciembre (DJF) de los años de 1989 y 1990 respectivamente.

4. COMENTARIOS FINALES

No obstante el conocimiento que se ha logrado sobre la climatología del viento alrededor de la planta nucleoelectrica de Laguna Verde, es conveniente detallarla más, sobre todo a raíz de que se ha comprobado la no vigencia de las hipótesis del modelo de dispersión Gaussiano y se ha iniciado la búsqueda de uno más realista. Para ello se han planeado las acciones siguientes a realizarse en un plazo de un año:

- a) La instalación de dos estaciones anemométricas tierra adentro, para que evaluar la divergencia del viento superficial en la zona.

Realizar dos campañas de observaciones de radiosondeo en Laguna Verde (época de secas y lluvias), conjuntamente con observaciones de la turbulencia (con anemómetros triaxiales o sónicos) en dos sitios: uno cercano a la costa y el otro tierra adentro, con el fin de evaluar las características de la capa límite superficial. Finalmente debe elaborarse una climatología de la altura de la capa de mezcla.

Agradecimientos

Al Ing. Armando Silva-Jiménez del Laboratorio Ambiental del Proyecto Nucleoelectrico de Laguna Verde así como a la Gerencia de Centrales Nucleoelectricas de la CFE por su contribución y apoyo para la elaboración de éste trabajo. Agradecemos también al MC. Ismael Pérez García del Centro de Ciencias de la Atmósfera de la UNAM y al estudiante de Ciencias Atmosféricas Jorge Luis Vázquez por el manejo computacional de los datos.

Referencias

ⁱJáuregui, E. (S/fecha). Condiciones de difusión atmosférica y climatología de Punta Limón, Ver. Manuscrito inédito.

ⁱⁱJáuregui, E., J.L. Ruíz, M.A. Valdovinos, I. Quepons y J.M. Rodríguez (1975). Climatología de difusión de Laguna Verde, Ver (1972-1975). Manuscrito inédito.

^{iv} Jáuregui, E., M.A. Valdovinos y J.M. Rodríguez. (1981). Atmospheric diffusion characteristics at a coastal site in the tropics. Geof. Internacional, Vol. 20.

^vTejeda, A. (1996). Sobre mediciones y parametrizaciones de la estabilidad y el balance energético atmosférico en la ciudad de México. Tesis de Doctorado, Facultad de Filosofía y Letras de la UNAM (en revisión, copias disponibles).

^{vi}Jáuregui, E., Tejeda, A., Contreras, A.D., Alvarez, O. Mancilla, R. Pérez, J., Vázquez, J. Campo de viento alrededor de Laguna Verde y modelos realistas de dispersión atmosférica. Reportes No. 1 y No.2, Noviembre de 1995 y Marzo de 1996.

^{vii}Jáuregui, E., M.A. Valdovinos, J.M. Rodríguez y A. Ramírez (1984). Aspectos de la circulación de la brisa en la planicie costera del sur de Veracruz (una metodología). Centro de Meteorología Aplicada (Facultad de Física) de la UV.

CONTROL DE EMISIONES A LA ATMÓSFERA EN LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA RAMÓN LAGUNA DE ENELVEN

ING. EDIS RAFAEL RINCÓN RINCÓN
VENEZUELA

RECEIVED
APR 15 1999
OSTI

1.- INTRODUCCIÓN

ENELVEN, empresa de servicio eléctrico, cubre las áreas de generación, transmisión y distribución de la Costa Occidental y Sur del Lago de Maracaibo, del Estado Zulia Venezuela. Su capacidad instalada en su parque de Generación es de 1,307,9 MW, distribuidos en sus cinco (5) Plantas Termoeléctricas: Ramón Laguna, Rafael Urdaneta, la Concepción, Santa Bárbara y Casigua.

ENELVEN cuenta actualmente con 320,000 suscriptores para una demanda máxima aproximada de 1.500 MW, de la cual es generada en un 50% por la Empresa, el resto proviene del Sistema Interconectado nacional, de modo de dar utilidad a la Energía Hidroeléctrica.

De las cinco (5) Plantas Termoeléctricas, tres de ellas, Rafael Urdaneta, La Concepción y Casigua, disponen solo de Turbogeneradores a Gas y el 20% a base de Motores Diesel. Los Turbogeneradores a Gas, utilizan como combustible Gas Natural o Gasoil (Diesel), este último es utilizado cuando no hay disponibilidad de Gas Natural. Debido al bajo contenido de impurezas en estos combustibles, no se generan emisiones contaminantes apreciables.

La Planta Termoeléctrica Ramón Laguna de ENELVEN, ubicada en la zona Sur de la Ciudad de Maracaibo, dispone de una capacidad instalada de 816 MW, con Unidades Turbogeneradoras a Vapor, la misma genera una parte considerable de la demanda eléctrica de la Costa Occidental del Lago de Maracaibo, dichas unidades utilizan como combustible Gas Natural y/o Bunker C (Fuel Oil No. 6). Como se sabe, el proceso de combustión utilizando como combustible el Fuel Oil No. 6 genera compuestos contaminantes a la atmósfera, por tal razón la utilización de tal combustible ha llevado a la Empresa a tomar diversas medidas para lograr evitar efectos adversos sobre el ambiente que pudieran producirse por la emisión de productos de combustión si no existiese el debido control, tales como : partículas, Oxidos de Azufre, Oxidos de Nitrógeno y Oxidos de Carbono.

Previo a la instalación de las tres Unidades de Generación más recientes y de mayor capacidad de la Planta Ramón Laguna (RL15, RL16 y RL17) (160 MW c/u), se realizó un Estudio de Impacto Ambiental (EIA), el cual dictó pautas para el diseño de dichas unidades y recomendaciones para la etapa de operación.

Dicho (EIA) abarcó diversas áreas, pero en lo que específicamente se refiere a control de emisiones, incluyó las áreas de Meteorología y Calidad del Aire. Se efectuó un estudio de dispersión de emisiones, contando con la aplicación de dos modelos matemáticos: El modelo de dispersión de varios puntos (PTMTP) para la predicción del peor caso a corta duración y el modelo climatológico de dispersión (CDM), para estimar el impacto a largo plazo. Como consecuencia de las evaluaciones sobre emisiones efectuadas en este EIA, surgieron recomendaciones en cuanto a la altura de las chimeneas de cada una de las Unidades indicadas, así como sistemas de recolección de ceniza y quemadores a utilizar.

2. MEDIDAS IMPLEMENTADAS

- **Altura de chimeneas:**

Como resultado de la aplicación de los modelos de dispersión, se construyeron las chimeneas de 103 m de altura, de los cuales, 23 m son únicamente por motivos ambientales.

- **Sistema de recolección de ceniza:**

Cada una de las unidades RL15, RL16 y RL17 cuenta con un precipitador multiciclónico, con una eficiencia mínima del 90%, y de un sistema neumático para la transmisión y recolección de ceniza volante (fly ash), lográndose de este modo que casi la totalidad de la ceniza volante sea colectada cuando se utilice Fuel Oil No. 6 como combustible.

- **Instalación de quemadores de alta eficiencia:**

Con la finalidad de reducir la producción de Oxidos de Nitrógeno, de Vanadio y de Azúfre se instalaron quemadores de alta eficiencia con bajo requerimiento de exceso de aire.

- **Modificación de las calderas para la utilización de gas natural como combustible:**

Desde 1975 hasta 1983, la política gubernamental fue la de utilizar el gas natural para fines petroquímicos y el combustible líquido residual (Fuel Oil No. 6) en

la Industria Eléctrica, motivo por el cual las calderas de la Planta Ramón Laguna fueron diseñadas para quemar combustible líquido residual, tal como el Fuel Oil No. 6, o bien conocido como Bunker C.

Sin embargo, a partir de 1984, se produce un cambio de política en cuanto a la utilización de los combustibles, ofreciendo entonces la industria petrolera gas natural para la generación eléctrica.

Debido al cambio señalado, ENELVEN realizó cuantiosas inversiones para modificar las calderas de manera que éstas puedan quemar gas natural y/o Bunker C según sea la disponibilidad del gas natural, dando siempre preferencia a este combustible por sus beneficios desde el punto de vista ambiental.

En 1994 quedaron modificadas todas las calderas para poder quemar gas natural habiéndose invertido 1.294 millones de Bolívares solo en la modificación de las tres unidades de mayor capacidad (RL15, RL16 y RL17) (486 MW), sin embargo, actualmente no hay suficiente gas natural, y debido a esta restricción se ve la necesidad de utilizar como combustible secundario el Fuel Oil No. 6 o Bunker C.

● **Tratamiento del Residual o Bunker C:**

Cuando por insuficiencia en el suministro de gas natural, se requiere quemar Bunker C, se le dosifica al combustible un aditivo a base de Oxido de Magnesio, que posee la propiedad de formar compuestos con el Vanadio y el Azufre, lo cual minimiza la formación de SO₂, SO₃ y V₂O₅, originándose las reacciones siguientes:

Sin Tratamiento	Tratamiento con Aditivo
$4V + 5O_2 \rightarrow 2 V_2O_5$ $S + O_2 \rightarrow SO_2$ V_2O_5 $2 SO_2 + O_2 \rightarrow 2 SO_3$ $SO_3 + H_2O \rightarrow H_2SO_4$	$V_2O_5 + 3 MgO \rightarrow Mg_3V_2O_8$ $SO_3 + MgO \rightarrow MgSO_4$
DOSIFICACION (RELACION MOLAR) MgO + V ₂ O ₅ > Inicial 3:1 Probable 4,5:1	

- **Pruebas periódicas efectuadas al combustible y productos de combustión:**
 - Análisis del Bunker C para conocer el contenido de Azufre y Vanadio, y en base a ello dosificar el aditivo.
 - Determinación del pH de la ceniza, lo cual nos permite conocer su acidez y realizar ajustes en la dosificación del aditivo al combustible.
 - Medición de gases de combustión, determinándose el contenido de Oxígeno, Monóxido y Dióxido de Carbono, Dióxido de Azufre y Oxidos de Nitrógeno.
 - Medición del punto de rocío de los gases de combustión, como indicativo del contenido de óxidos de azufre.

- **Revisión de normas de combustible:**

ENELVEN ha participado activamente en la discusión de las normas COVENIN sobre combustibles con la finalidad de disminuir el contenido de Azufre y Vanadio entre otros.

- **Investigaciones sobre utilización de la ceniza:**

Se han realizado estudios sobre la utilización de la ceniza en el asfalto, como agregado al concreto y en la fabricación de ladrillos de arcillas.

- **Monitoreo de la calidad del aire en la zona de influencia de la Planta Ramón Laguna:**

Desde 1990 se han realizado monitoreos de la calidad del aire en zonas que pudiesen tener influencia de la Planta Ramón Laguna, realizándose mediciones de Dióxido de Azufre, Dióxido de Nitrógeno, partículas, hidrocarburos, Monóxido de Carbono, entre otros. En el caso del contenido de SO², emisión asociada al uso de "Bunker C", se ha reducido drásticamente a valores muy por debajo de los límites establecidos, considerando que la misma sea una consecuencia directa de la reducción del consumo del Fuel Oil No. 6.

3. CONCLUSIONES

1. Utilizar Gas Natural, en lugar de residual líquido como combustible minimiza la emisión de contaminantes a la atmósfera, tales como partículas y Oxidos de Azufre. La Política Gubernamental actual es la de utilizar Gas Natural en Plantas Termoeléctricas, en el parque automotor, para uso Doméstico y en la Industria en General.
2. Aún cuando se han realizado cuantiosas inversiones en modificar las Calderas estando en este momento todas en capacidad de utilizar Gas Natural, no existe suficiente suministro en la Región Occidental del País por parte de la industria petrolera para operarla bajo ese esquema.

3. Adecuada operación de Sistemas de Transmisión y recolección de ceniza, minimizando arrastre hacia las chimeneas.
4. Debido al suministro insuficiente de Gas Natural, por parte de la Industria Petrolera, da lugar al consumo de Fuel Oil No. 6, a pesar de las modificaciones de la Unidades o Calderas indicadas anteriormente.

4. RECOMENDACIONES

1. En caso de que se prevean instalar unidades generadoras, realizar una Evaluación de Impacto Ambiental, preferiblemente en la etapa de planificación del proyecto, de manera de incorporar desde la etapa de Ingeniería conceptual, las pautas que dicte dicha evaluación.
2. Maximizar el suministro de Gas Natural a las plantas Termoeléctricas por parte de la Industria Petrolera, para hacer posible su uso por parte de la Industria Eléctrica.
3. Utilizar aditivo para el combustible residual que sea usado y realizar las pruebas que conlleven a su adecuada dosificación, de manera de controlar la emisión de Oxidos de Azufre.

MÉTODOS PARA EL CONTROL DE NO_x Y PARTÍCULAS EN LA COMBUSTIÓN

César A. Romo Millares
Instituto de Investigaciones Eléctricas
México

RESUMEN

Se presentan las técnicas y equipos de control de emisiones para centrales termoeléctricas que tienen mayores posibilidades de ser consideradas en el futuro inmediato dentro del panorama energético nacional y el marco establecido por la normatividad ambiental. Los compuestos contaminantes sujetos a revisión son los óxidos de nitrógeno y las partículas inquemadas.

RECEIVED

APR 15 1999

USTI

1. INTRODUCCION

El proceso de combustión inevitablemente conlleva la producción de compuestos indeseables para el medio ambiente de entre los cuales las partículas inquemadas, los óxidos de nitrógeno, y los óxidos de azufre son los más importantes. Dependiendo del tipo de combustible utilizado, la producción de estos compuestos puede verse acentuada o aminorada y es por ello que una primera estrategia en el control de emisiones considera, dentro de lo posible, la utilización de combustibles con bajos contenidos de azufre y nitrógeno. Es por esta razón que el gas natural es considerado como el combustible idóneo en lo que respecta a menor aportación de contaminantes al medio ambiente.

En México sólo unas cuantas centrales de generación en base a combustibles fósiles operan con gas natural (14.53%) (ver figura 1), siendo la mayoría de ellas operadas en base a un combustible residual derivado de la refinación del petróleo crudo. Este combustible, denominado combustóleo pesado, se destina casi exclusivamente para fines de generación de energía. Desafortunadamente, éste ha venido sufriendo un serio proceso de deterioro en su calidad, a medida que los procesos de refinación han mejorado su eficiencia, separando cada vez una mayor cantidad de hidrocarburos aprovechables. Como resultado, el combustóleo suministrado a Comisión Federal de Electricidad (CFE) se ha tornado en un combustible residual con altas concentraciones de azufre y compuestos alquitranados de alto peso molecular, comúnmente denominados como asfaltenos. La figura 2 muestra un análisis típico de un combustóleo mexicano.

Aunque el origen del problema de la emisión de los compuestos arriba mencionados radica principalmente en el tipo de combustible utilizado, existen otros factores que contribuyen a

acrecentar la problemática de la operación de las centrales de CFE no sólo ambientalmente hablando, sino también a nivel de la propia disponibilidad de las unidades generadoras de vapor.

Uno de ellos se refiere al propio diseño de los equipos de combustión, es decir, los quemadores, cajas de aire y hogar, los cuales realizan la función primordial de suministrar el combustible y aire, además de proporcionar el tiempo y condiciones de mezclado para que se lleve a cabo el proceso de combustión. Estos equipos de combustión son en cierta medida los responsables de la emisión de partículas y óxidos de nitrógeno y es en ellos donde se basan gran parte de las estrategias de control de emisiones en centrales termoeléctricas. Por otro lado, la presencia de azufre en el combustible involucra la existencia de dióxido y trióxido de azufre y la existencia, dependiendo de las temperaturas en el generador de vapor, de ácido sulfúrico. A este respecto, son bien conocidos sus efectos corrosivos (1)

NORMATIVIDAD AMBIENTAL

En México, la normatividad en materia de emisiones ha venido evolucionando hacia un control más estricto de las emisiones de fuentes fijas, principalmente en las zonas consideradas como críticas, las cuales abarcan las principales metrópolis del país, zonas fronterizas y diversos corredores industriales (ver figura 3). La norma (NOM-085-ECOL-1994) está dando como plazo hasta diciembre de 1997 para que tanto los productores de combustibles (PEMEX) como las industrias emisoras se preparen y tomen provisiones para apegarse a norma. La norma ha avanzado también en el sentido de considerar el concepto "burbuja" en la emisión de contaminantes en un predio determinado, similarmente a como se realiza en diversos países industrializados. Esto permitirá que en una central termoeléctrica se puedan utilizar diversos tipos de combustibles o mezclas de ellos, considerándose para efectos de emisión total el aporte global contenido dentro de la burbuja o predio de la central termoeléctrica.

3. TECNICAS PARA EL CONTROL DE PARTICULAS

El control de las emisiones de partículas representa uno de los principales retos de la actualidad en el sector de la generación de energía. Las partículas pueden ser formadas por diversos componentes. Por ejemplo, las producidas por una central carboeléctrica están compuestas por cenizas principalmente, mientras que las de centrales a base de combustible pueden contener altos porcentajes de carbono. Este último caso suele ejemplificar a un ineficiente proceso de combustión que deja sin aprovechar una significativa cantidad de combustible. La figuras 4 y 5 muestran microfotografías de partículas carbonáceas (denominadas cenósferas) colectadas en la chimenea de una central termoeléctrica (2). Aquí se pueden apreciar dos tipos de partículas. En la primera, que corresponde a una cenósfera con un solo poro se tiene una muy baja eficiencia de combustión, del orden del 10%. En contraste, la segunda figura muestra una partícula de aspecto esponjoso, que tiene una mediana eficiencia de combustión o burnout, de aproximadamente 70%, de acuerdo con las consideraciones de Lawn (3).

Las estrategias para establecer un control en la emisión de partículas dependen, desde luego, del tipo de partícula producida. En los casos como el mostrado anteriormente, es lógico pensar

que una manera de solucionar el problema es mediante mejoras al proceso de combustión, es decir mediante una mejor atomización del combustible y un mezclado más intenso del combustible-oxidante dentro del hogar de la caldera. Por otro lado, en el caso de una alta emisión de cenizas, no queda más remedio que la instalación de equipos filtradores de partículas como son los precipitadores electrostáticos o los filtro bolsa.

Concentrándonos en el caso de emisión de partículas carbonáceas, las cuales también pueden representar problemas en términos de opacidad de plumas de gases (2), existen tecnologías de combustión, en este caso de atomización (Figura 6), que se han especializado en proveer distribuciones de tamaños de gota en el spray adecuados para una combustión completa (4). Normalmente se considera que una distribución de tamaños de gota en el spray del orden de 70 a 80 micrones, debe ser quemada sin dificultad. El problema se presenta cuando se tienen gotas que rebasan los 100 micrones de diámetro, las cuales difícilmente contarán con el tiempo de residencia adecuado dentro del hogar para su combustión completa.

El complemento lógico para una adecuada atomización de combustible, lo forma el suministro de aire de combustión, el cual es proporcionado en parte por el elemento denominado como difusor o estabilizador de flama (figura 7). Como su nombre lo indica, este artefacto estabiliza la flama mediante la creación de un patrón aerodinámico de flujos que no sólo permite anclar y sostener la flama en una posición cercana al quemador, sino que mediante la creación de zonas de recirculación de gases calientes al interior de la flama, permite la ignición del combustible (figura 8).

4. TECNICAS PARA EL CONTROL DE NO_x.

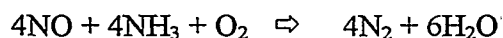
Dentro de los equipos que participan en la combustión, existe una gran diversidad de equipos tendientes a proporcionar algún tipo de control a la emisión de NO_x.

Como es ya bien conocido, son dos los factores principales que inciden en una alta formación de óxido nítrico en el interior de un generador de vapor: alta disponibilidad de oxígeno para reaccionar con el nitrógeno ya sea del combustible o del aire, y alta temperatura que promueve la reacción entre nitrógeno molecular y oxígeno para formar el NO_x térmico.

Los equipos de control de NO_x tratan de explotar estas dos condiciones mediante la separación de los flujos de combustible y oxidante (realizándose una mezcla rica en combustible y pobre en oxígeno) y mediante la disminución de la temperatura de flama. Este es esencialmente el principio de operación de un quemador de bajos NO_x (5) (figura 9).

Aunque en estos equipos se tienen experiencias positivas en términos de reducción de compuestos NO_x, también se ha observado una tendencia a acentuar el problema de emisión de partículas, en gran parte gracias a la falta de oxígeno para completar la combustión. Las figuras 10 y 11 muestran el efecto de la operación de apertura de las compuertas auxiliares para reducción de NO_x, denominadas "over fire air (OFA)" en las emisiones de NO_x y partículas, respectivamente (2)

Existen otras técnicas para reducir los NO_x actuando directamente en los gases de combustión. Estas técnicas basan su operación en la reacción del óxido nítrico (NO) con compuestos nitrogenados como pueden ser el amoníaco o la urea. La siguiente reacción:



tiene la particularidad, si se realiza adecuadamente, de reducir el NO de los gases a nitrógeno molecular (N_2).

La diferencia entre los distintos métodos derivados de estas reacciones se basa en la temperatura a la que se llevan a cabo, y desde luego en las zonas del generador de vapor correspondientes.

El método de reducción catalítica selectiva (SCR por sus siglas en inglés) actúa a una temperatura relativamente baja de 350°C . Dada esta temperatura, se requiere de la presencia de un agente catalizador que acelere la reacción entre el amoníaco y el NO. En este caso se utiliza normalmente dióxido de titanio (TiO_2), fijado a una serie de placas por las cuales se hacen circular los gases de combustión.

El otro método (SNCR) no requiere de un agente catalizador ya que se lleva a cabo a temperaturas significativamente más altas que en el otro método ($760-1050^\circ\text{C}$), y consiste en la adición directa de urea o amoníaco a los gases de combustión.

Ambos procesos requieren de precauciones especiales en la operación, principalmente debido a los problemas en que se pueden incurrir si el amoníaco adicionado no reacciona adecuadamente y pasa como potencial agente corrosivo de los elementos del generador de vapor (5).

5. TECNICAS PARA EL CONTROL DE SO_x

A nivel mundial existe una gran cantidad de tecnologías tendientes a reducir el SO_2 de los gases de combustión. Existe una clasificación genérica que determina el tipo de proceso involucrado en el proceso de desulfuración: húmedo, seco y de recuperación. Las variantes sobre cada tipo de configuraciones son bastantes y abarcan desde procesos ya comercializados hasta plantas experimentales (6).

Para la instalación de un proceso de desulfuración se requiere en todos los casos de un estudio a detalle del proceso más adecuado de acuerdo a las condiciones de la central. Entre los parámetros principales que definen el tipo de aplicación se cuenta: grado de remoción de SO_2 esperado, disponibilidad de espacio tanto para proceso como para deposición de desechos, factibilidad de utilización de subproductos, capital de inversión disponible.

En lo que respecta al trióxido de azufre (SO_3), existe un gran interés en su control dado el impacto que éste tiene en la opacidad de la pluma de emisión. El SO_3 al salir de chimenea tiende a condensar en pequeñas gotitas (0.7-1 micrones) de ácido sulfúrico las cuales dispersan eficazmente la luz y dan el efecto de una coloración entre azulosa y blanca a la pluma de gases.

Un método que ofrece buenas perspectivas para la remoción del SO_3 de los gases de combustión, es la utilización de filtros bolsa recubiertos con algún agente alcalino como la cal hidratada (2). Al paso de los gases por los filtros se produce la reacción que da como resultado compuestos de sulfato, los cuales se recolectan y depositan sin problema.

7. CONCLUSIONES

Se han presentado los equipos y técnicas que pueden colaborar a controlar las emisiones contaminantes de centrales termoeléctricas. En México, dada la particularidad del combustible utilizado, se requiere especial atención en aquellos equipos y técnicas que puedan controlar las emisiones de partículas. A otro nivel de importancia, es también indispensable el tratar de comenzar la integración de estrategias tendientes al control de NO_x y SO_x .

8. REFERENCIAS

1. Fontana, M.G. (1985). *Corrosion Engineering*. McGraw Hill.
2. Romo, C., Penna, A., Bautista, R., Martínez, O, Huerta, M., Mora, J., Escalera, R. (1995). *Estudio de factibilidad técnico-económica para la reducción de emisiones contaminantes en centrales termoeléctricas*. Informe IIE/15/5579/I 01/FINAL.
3. Lawn. C. (1987). *Principles of combustion engineering for boilers*. Academic Press.
4. Electric Power Technologies, (1994). REACH: *Reduced Emissions and Advanced Combustion Hardware*.
5. Romo, C. y Huerta, M. *Métodos para control de óxidos de nitrógeno (NO_x) en centrales termoeléctricas*. Boletín IIE, marzo/abril, 1994.
6. Longoria, R. y Reyes C. (1994). *Procesos de desulfuración de gases de combustión y análisis de su aplicabilidad en la CFE*. Informe IIE/15/5579/I 07/ANUAL.

Fig. 1 Distribución de la generación en base a la utilización de combustibles fósiles

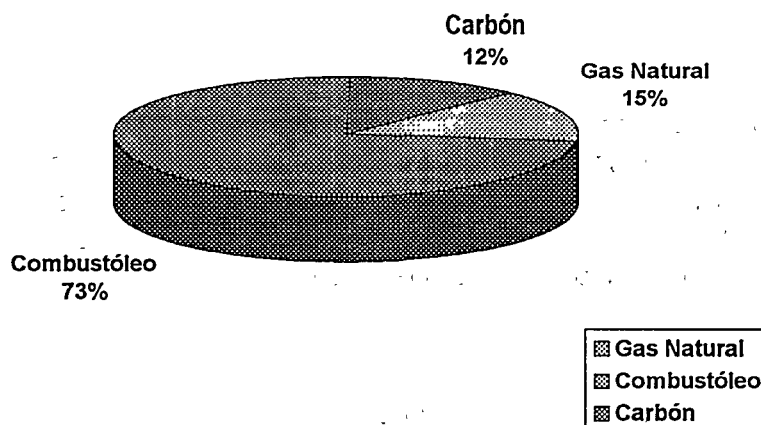


Fig. 2 Análisis del Combustóleo Nacional

Compuesto	Valor medio	(Máximo)
Azufre (%)	3.24	(4.3)
Carbono (%)	84.23	
Asfaltenos (%)	15.85	(21)
Cenizas (%)	0.07	
Hidrógeno (%)	9.86	
Nitrógeno (%)	0.40	
Vanadio (ppm)	285	
Fe (ppm)	4.03	
Mg (ppm)	5.2	
Na (ppm)	38.47	
Ni (ppm)	11.69	
Temperatura de inflamación	95 °C	
Viscosidad SSF (50°C)	450	

Fig. 3 Norma ecológica para fuentes fijas en base a combustóleo

Zona Crítica			
Período de vigencia	Partículas (mg/m ³)	Dióxido de azufre (ppm)	Oxidos de Nitrógeno (ppm)
1994 a 1997	325	2100	280
1998 en adelante	250	1100	110
Resto del país			
Período de vigencia	Partículas (mg/m ³)	Dióxido de azufre (ppm)	Oxidos de Nitrógeno (ppm)
1994 a 1997	500	2500	400
1998 en adelante	350	2200	375

Detalle de una cenósfera con baja eficiencia de combustión

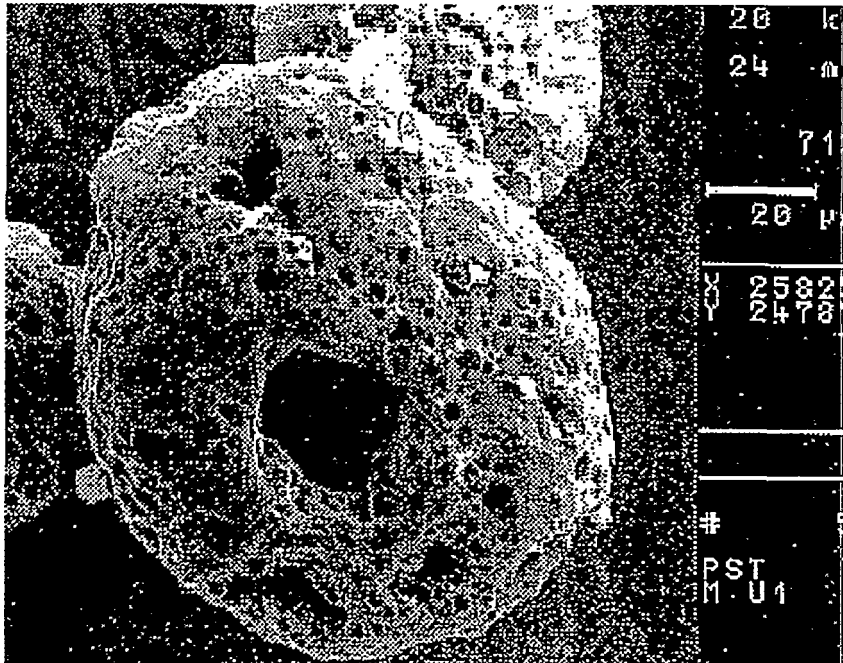


Figura 4

10% Burnout

Detalle de una cenósfera con mediana eficiencia de combustión

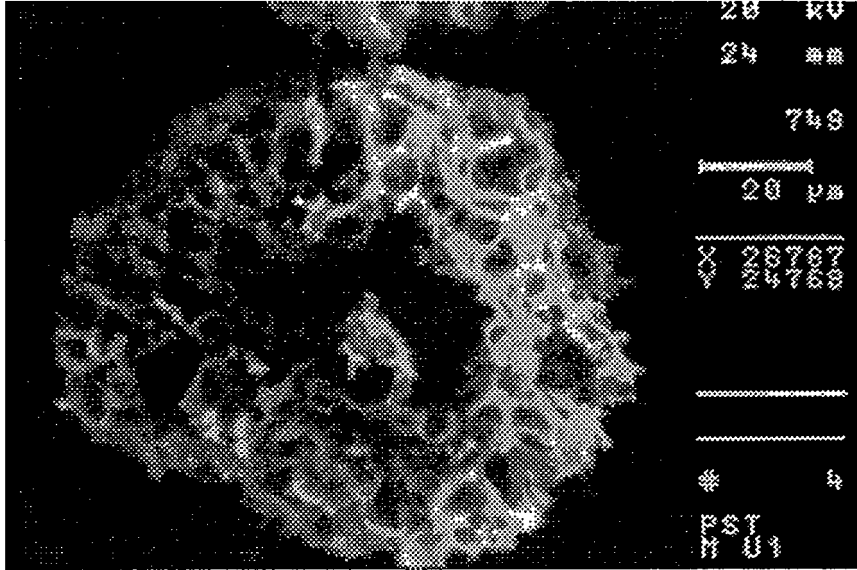


Figura 5

70% Burnout